MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU

Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'Electronique

MEMOIRE DE MAGISTER

Spécialité : Electronique

Option : **Microélectronique**

Présenté par

M^{elle} AMARA Karima

Thème :

Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.

Devant le jury d'examen :

M.BELKAID Mohammed Said	**Professeur**	**UMMTO**	**Président**
M.MALEK Ali	**Directeur de Recherches**	**CDER Alger**	**Rapporteur**
M.^{me}.MENOUER LAGHA Kahina	**Maître de Conférences (A).**	**UMMTO**	**Examinatrice**
M.^{me}.HATEM Djedjiga	**Maître de Conférences (B)**	**UMMTO**	**Examinatrice**

2014/2015

Remerciement

Pour commencer, je voudrais bien remercier le jury de sa présence pour évaluer et participer à la conclusion de ce modeste travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon Directeur de mémoire Monsieur MALEK Ali. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Je tiens à remercier chaleureusement Mademoiselle HOCINE Dalila, qui m'a aidé à réaliser ce travail de recherche.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches. Merci pour le temps qu'ils ont bien voulu me consacrer et les aiguillages qu'ils m'ont apportés.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

Introduction générale

L'énergie est l'un des moteurs de développement des sociétés, elle est aussi le pilier de l'économie moderne. Elle est l'étincelle qui permet l'accomplissement de toute activité humaine. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire les besoins toujours en augmentation de l'industrie et des consommateurs.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par l'ensemble de cellules dites photovoltaïques (PV), basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque, qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (une énergie suffisante). La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque.

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt, elle reste encore à un stade peu connu et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause des coûts trop élevés des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autant le matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaine de conversion, qui présente beaucoup de pertes lors d'une utilisation mal adaptée. Il existe d'autres problèmes extérieurs comme la température, le site d'implantation et le problème d'ombrage. Plusieurs lois de commande spécifique ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion. C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain. En effet, les centrales PV raccordées au réseau permettent d'éviter le problème de stockage par batteries qui sont, de plus, très chères pour l'installation. Dans ce cas, les surplus de production sont injectés dans le réseau qui agit comme un réservoir d'énergie.

La diminution du coût des centrales photovoltaïques passe nécessairement par le choix d'une technologie adéquate aux besoins de l'utilisateur. Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie. Une installation d'un système PV nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïque nécessaire, la quantité de batteries, le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

Le dimensionnement des centrales PV est donc nécessaire avant tout projet photovoltaïque. Les centrales PV sont classées selon leur puissance : les microcentrales ayant une puissance inférieure à 1 MW et les grandes centrales (centrales diesel) avec une puissance supérieure à 1 MW. Dans ce travail, nous avons effectué le dimensionnement d'une centrale PV d'une puissance de 1 MW, interconnectée au réseau en utilisant le logiciel PVSYST (version 6.3.0) développé par l'université de Genève. Pour mener à bien ce travail, notre mémoire comporte quatre chapitres :

Le premier chapitre est une revue bibliographique sur les cellules et les modules photovoltaïques. Les différentes technologies utilisées sont également détaillées.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les centrales photovoltaïques en détaillant leurs composantes. Les critères de choix d'une centrale PV sont également présentés.

Dans le troisième chapitre, nous avons rappelé quelques données de base concernant le rayonnement solaire nécessaire à l'étude de systèmes PV. Nous avons ensuite présenté le logiciel PVSYST que nous avons utilisé pour le dimensionnement de la centrale PV raccordée au réseau, et détaillé les différentes pertes dans le système PV.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons les résultats que nous avons obtenus lors de la simulation d'une centrale PV de puissance 1 MW, interconnectée au réseau.

I. Introduction

Dans ce chapitre nous décrivons en premier lieu le principe de fonctionnement des cellules solaires ainsi que leurs caractéristiques principales. Dans la deuxième partie nous étudions les différentes technologies des cellules solaires ainsi que la mise en œuvre des modules photovoltaïques.

II. Le principe de l'effet photovoltaïque

C'est un phénomène physique qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et de vieillissement de la cellule.

III. La cellule photovoltaïque

III.1.Définition d'une cellule solaire

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériau semi-conducteur et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possède une bande interdite, qui joue le rôle de la barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

III.2. Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ;
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur ;
- Collecte des particules générées dans le dispositif ;

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque. Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électron/trou créés est nécessaire. Pour

cela on utilise le plus souvent une jonction P-N. d'autres structures, comme les hétérojonctions et les Schottky sont également être utilisées.

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure I.1.

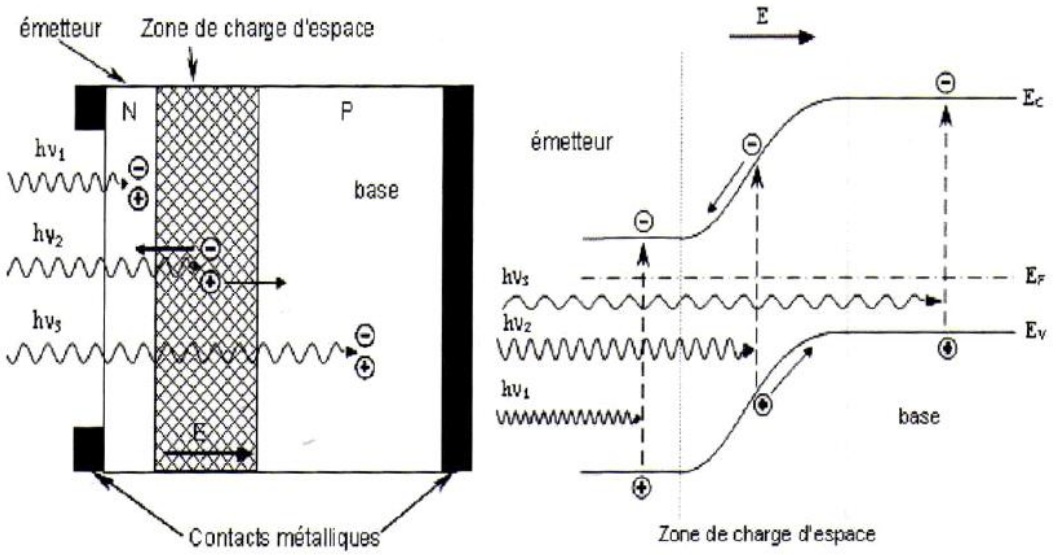


Figure I.1 : structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque.

Les dimensions respectives de différentes zones ne sont pas respectées.

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones N et P et dans la zone de charge d'espace. Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région :

Dans la zone N ou P, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace, sont envoyés par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) ou ils seront majoritaires. On aura un photo-courant de diffusion.

Dans la zone de charge d'espace, les paires électron/trou crées par les photons incidents sont dissociés par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. on aura un photo-courant de génération [21].

III.3.Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque

Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qu'est largement utilisé dans la littérature est représenté sur la figure I.2.

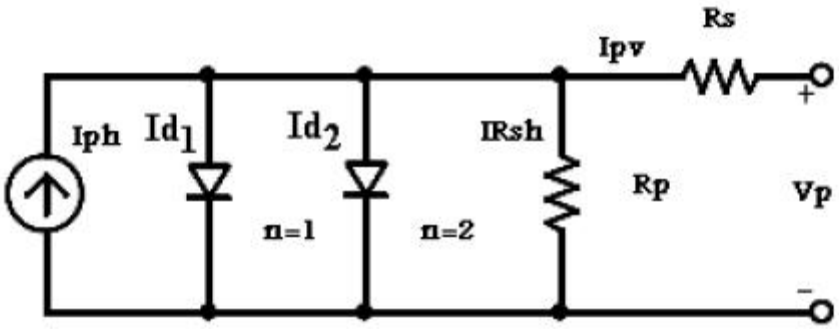


Figure I.2 : Schéma électrique du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque [1]

Comme le montre le schéma de la figure une photopile comporte en réalité une résistance série (**Rs**) et une résistance de dérivation ou shunt (**Rp**). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique (**Ipv-Vp**) de la photopile.

A. La résistance série

En pratique, la cellule PV, contient des résistances dans le matériel qui constitue des semi-conducteurs, et contacts, et autobus courant de rassemblement. L'ensemble des pertes dépend, de la résistance série (**Rs**). Son effet devient très remarquable en module composé de plusieurs cellules connectées en série, la valeur de cette résistance est multipliée par le nombre de cellules [3].

B. Résistance parallèle

Également, la résistance shunt, représente une partie des pertes liées à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque. Ceci peut être représenté par une résistance parallèle (**Rp**). Son effet est beaucoup moins remarquable dans un module photovoltaïque comparé à la résistance série. Qui devient seulement apparent quand un certain nombre de cellules sont reliées en parallèle pour créer un générateur photovoltaïque [3].

D'après la figure I.2 : l'équation mathématique (courant-tension) du circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque est écrite comme suit [1].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat1}.\ \exp\frac{q\,V_p+R_S.I_{pv}}{n_1 k.T} - 1 - I_{sat2}.\ \exp\frac{q\,V_p+R_S.I_{pv}}{n_2 k.T} - \frac{V_P+R_S.I_{PV}}{R_P} \quad \textbf{(I.1)}$$

Il est possible de combiner entre les deux diodes (d1, d2), et la réécriture de l'équation précédente sous la forme suivante:

$$I_{PV=}I_{PH-}I_{d-}I_{Rsh}\text{…..(I.2)}$$

Iph=Icc $(\frac{G}{1000})$: photo-courant de cellule, proportionnel à l'éclairement (G). Ce courant correspond également au courant de court-circuit [2].

$$I_d = I_{sat}.\ \exp(\frac{V_P R_s I_{pv}}{n.V_t}) - 1 \text{ …..(I.3)}$$

$$I_{Rsh} = \frac{V_P + R_S.I_{PV}}{R_P}\text{…..(I.4)}$$

$$I_{PV} = I_{PH} - I_{sat}.\ \exp(\frac{V_p + R_S.I_{PV}}{V_t}) - 1 - \frac{V_P + R_S.I_{PV}}{R_P}\text{…..(I.5)}$$

Vt=n.K.T/q : représente le potentiel thermodynamique.

Id : courant direct de la diode [4].

Isat : le courant de saturation de la jonction.

K : la constante de Boltzmann (1,381.10^{-23} Joules/Kelvin).

T : la température de la cellule en kelvin.

q: la charge d'un électron.

Ipv : le courant fourni par la cellule.

Vp : la tension aux bornes de la cellule.

Icc : le courant de court-circuit.

Vco : la tension du circuit-ouvert.

Rp : la résistance modélisant les courants de fuites de la jonction.

Rs : la résistance série caractérisant les diverses résistance de contacts et de connexions.

n: "facteur d'ideality" ; prend une valeur entre (1 et 2) [3].

III.4.Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique I(V). La figure I.3 représente une caractéristique courant-tension I(V) dans le noir et sous illumination typique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN. Le tracé de cette courbe permet d'accéder à bon nombre de paramètres physiques caractéristiques du composant. Les premiers paramètres qui apparaissent sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque sont le courant de court circuit (**Icc**), la tension à circuit ouvert (**Vco**) et le facteur de forme FF du composant.

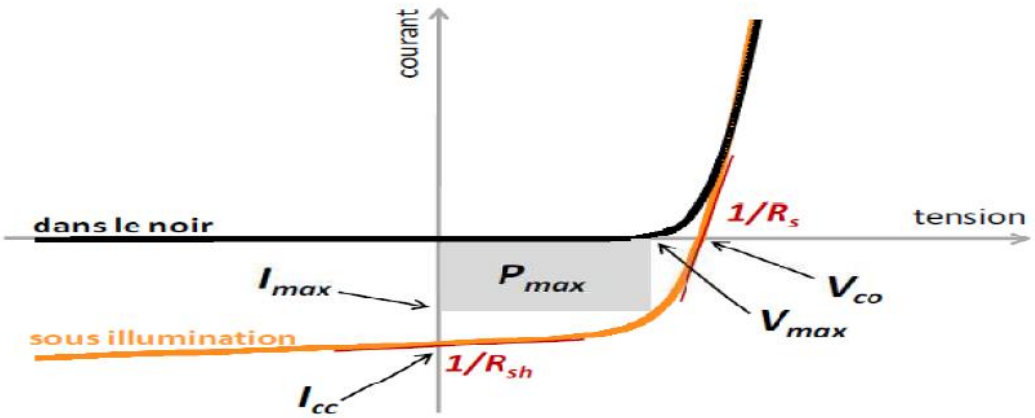


Figure I.3 : Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque.

A. Le courant de court-circuit (Icc)

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est en fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface activé de la cellule, de la mobilité des porteurs. Ce courant est linéairement dépend de l'intensité lumineuse reçue [9].

B. Tension du circuit-ouvert (Vco)

Comme son nom indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule [46].

$$V_{co} = \frac{KT_c}{q} \log \frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \quad \text{.....(I.6)}$$

Avec :

KTc/q : représentant le potentiel thermodynamique.

K : la constante de Boltzmann ($1{,}381.10^{-23}$ Joules/Kelvin).

q: la charge d'un électron.

Tc : la température absolue.

Is : le courant de saturation.

Iph : le courant photonique

Deux régimes peuvent être observés suivant le degré d'éclairement figure I.4.

- Régime des faibles flux lumineux : dans ce cas, Iph<<Is, ce qui permet d'écrire :

$$\log \frac{I_{ph}}{I_s} + 1 = \frac{I_{ph}}{I_s}$$

D'où : **(I.7)**

$$V_{co} \approx \frac{K.T_c}{q}. \frac{I_{ph}}{I_s}$$

C'est la zone de comportement linéaire de la cellule.la formule précédente peut s'écrire aussi [9] :

$$V_{co} = R_0.I_{ph} \text{ en posant}$$

$$R_0 = \frac{K.T_c}{q.I_s} \ldots\ldots \textbf{(I.8)}$$

R_0 : est la résistance interne de la diode en polarisation externe nulle (circuit ouvert) est sous faible flux lumineux.

- Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que Iph>>Is, soit [9] :

$$\frac{I_{PH}}{I_s} >> 1.$$

D'où : (I.9)

$$V_{co} = \frac{KT_c}{q} \log \frac{I_{ph}}{I_s}$$

C'est le domaine du comportement logarithmique (figure I.4) :

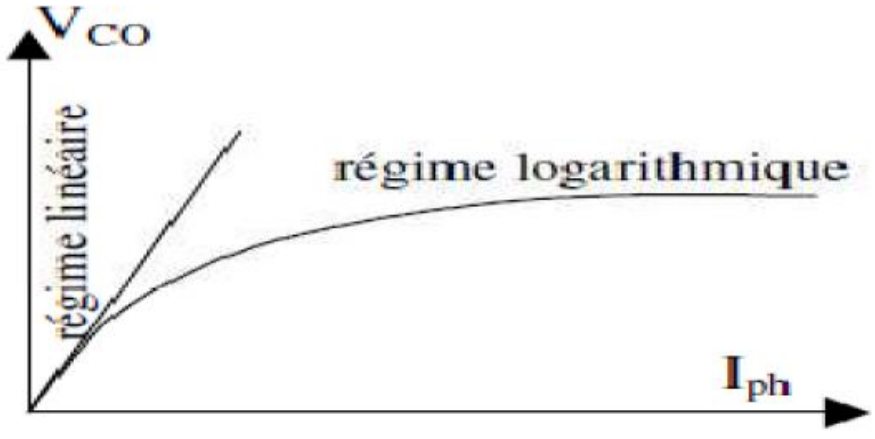


Figure I.4 : différents régimes selon la puissance d'éclairement.

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log d'Iph, donc avec le log de l'illumination. En revanche, elle décroit avec la température, malgré le terme KTc/q.

en effet, le courant de saturation, Is dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme KTc/q. donc la tension de circuit ouvert Vco baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

C. Le Facteur de forme :

Un paramètre important souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou « fill factor (FF) ». Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée Pmax et la puissance formée par le rectangle Icc*Vco. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable ne le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [46]. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{Pmax}{Vco.Icc} \ldots\ldots \text{I.10}$$

La puissance des modules photovoltaïque s'exprime en Watts-Crète. Cette dernière représente la puissance qui peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000W/m^2 et à une température de 25^{0}C.

D. Le rendement

Le rendement η des cellules PV désigne le rendement en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente Pin :

$$\eta = \frac{Pmax}{Pin} = \frac{FF.Icc.Vco}{Pin} \ldots\ldots \text{I.11}$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

IV. Structure des cellules solaires

Une cellule photovoltaïque, en présence de lumière, ou plus exactement de photons, est capable d'orienter les électrons de façon à créer une différence de potentiel et ainsi de générer une tension électrique (énergie voltaïque). La couche supérieure de la cellule photovoltaïque est composée de silicium (figure I.5). Elle contient une quantité particulièrement importante d'électrons libres, donnant une charge négative. La couche inférieure, elle aussi composée de silicium, contient une quantité d'électrons libres inférieure à la normale, donnant ainsi une charge positive. C'est lorsque les deux couches entrent en contact qu'une zone de charge se crée et génère un champ électrique. Les cellules photovoltaïques sont composées d'un ou plusieurs matériaux semi-conducteurs et permettent la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique.

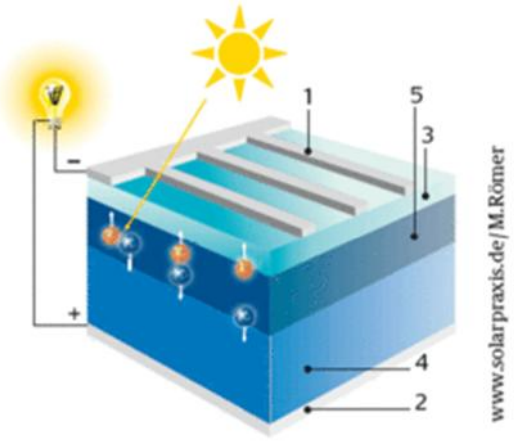


Figure I.5 : Structure d'une cellule photovoltaïque :

1) Electrode négative.
2) Electrode positive.
3) silicium dopé N.
4) Silicium dopé P.
5) Couche limite.

Pour provoquer cet effet photoélectrique, le matériau semi-conducteur doit être «dopé». Du fait de l'apport d'éléments chimiques, deux couches se forment, une couche conductrice p avec un excédent de porteurs de charge positifs et une couche conductrice n avec un excédent de porteurs de charge négatifs. Du fait de ce déséquilibre, un champ électrique interne se forme et provoque une séparation de charge en cas d'incidence de la lumière. Les porteurs de charge ainsi libérés peuvent être évacués par des contacts métalliques et utilisés directement comme courant continu (DC) par un appareil électrique ou être alimentés dans le réseau comme courant alternatif (AC) via un convertisseur intercalé.

Pour les capacités plus élevées, les cellules photovoltaïques sont la plupart du temps interconnectées au module. Pour la fabrication de cellules photovoltaïques, on utilise actuellement avant tout du silicium, car c'est le second élément le plus courant sur terre et donc bon marché à valoriser. En plus du silicium, d'autres éléments, comme le cuivre, le gallium ou le cadmium, trouvent leur utilisation dans le photovoltaïque.

V. Les filières technologiques d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui deux principales filières technologiques: le silicium cristallin, les

couches minces. Ces filières se partagent inégalement le marché comme le montre la figure I.6.

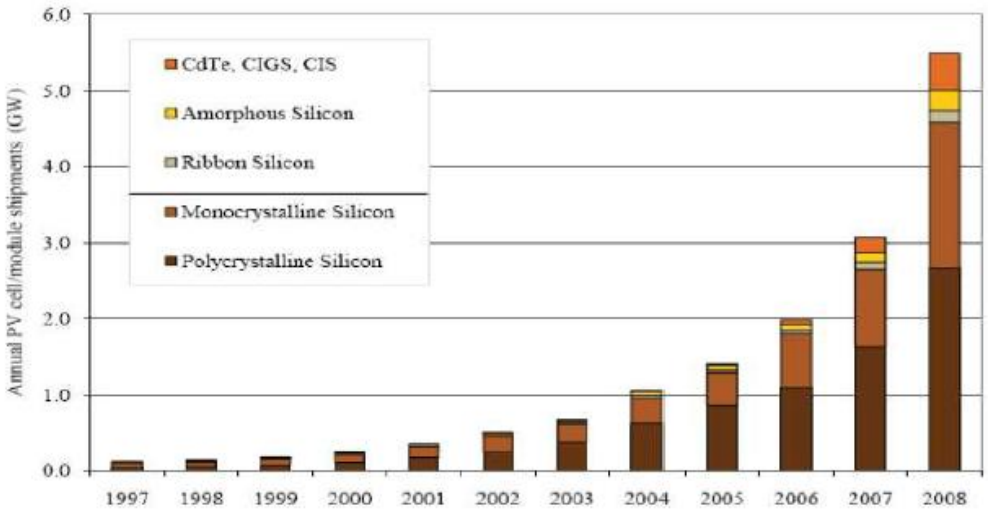


Figure I.6 : Évolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV [11]

Ces technologies coexistent sur le marché dans des proportions équivalentes depuis de nombreuses années malgré des prix et des rendements très différents. L'augmentation des rendements focalise particulièrement l'intérêt des chercheurs.

V.1. Le silicium

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de part la nature du silicium employé et /ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte trois technologies: le silicium monocristallin et le silicium multicristallin, silicium amorphe [11].

V.1.1. Silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme, intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque.

Le rendement du silicium monocristallin est plus élevé, il est compris entre 12 et 20% [9] pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multicristallin.

V.1.2. Le silicium multicritallin

Le silicium multicritallin (polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée (figure I.7). A elle seule elle représente près de 50% du marché [9]. Ces cellules sont obtenues par couplage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène, son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants [9]. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.

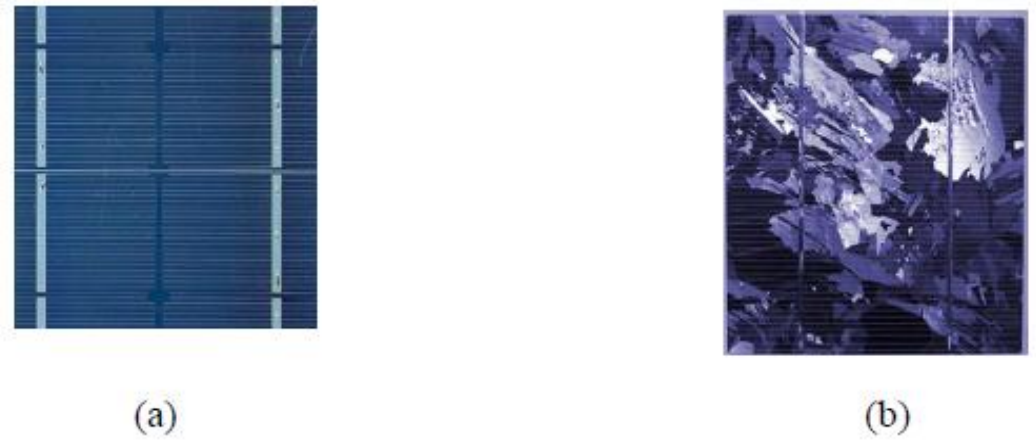


Figure I.7 : Photos de cellules monocristallin(a) et multicristallin (b).

V.1.3.Le silicium amorphe

Le silicium intégré dans les cellules a-Si n'a pas fait l'objet d'une cristallisation. Ses atomes sont donc agencés sans réelle organisation, ce qui leur permet de mieux capter la lumière (par rapport au silicium cristallin). Problème : les charges générées ont plus de difficultés pour se déplacer à cause de la désorganisation de la matière, ce qui se traduit par un mauvais coefficient de conversion. Par conséquent, leur rendement est faible.

La désorganisation atomique a d'autres conséquences : les électrons de valence des atomes de Si ne forment pas toujours des liaisons covalentes au sein du semi-conducteur. Il apparaît alors des liaisons pendantes qui peuvent agir sur les propriétés électroniques du matériau. Pour limiter ce phénomène, les couches de silicium sont régulièrement passivées avec de l'hydrogène (a-Si:H). Des atomes d'hydrogène établissent des liaisons avec les électrons restés libres, et réduisent ainsi le nombre de liaisons pendantes.

V.2.Les couches minces

Le principal frein au développement du photovoltaïque à très grande échelle reste encore aujourd'hui. Malgré la baisse de ces dernières années, le pris trop élevé du kilo Watt crête KWc. Le kilo Watt crête (KWc) est l'unité qui défini la puissance d'un générateur PV aux conditions de test standards (1000W.m^{-2} et 25°C).

La majorité du prix d'un générateur photovoltaïque provient du silicium et du procédé de purification. Plusieurs types de cellules photovoltaïques visant à diminuer la qualité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés. Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules. La technologie à couche mince dont la plus mûre est celle du silicium amorphe (a-Si) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial [9].

L'avantage de cette technique est l'utilisation des substrats à bas coûts. Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (figure I.8) et fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que celui des cellules cristallines, il est d'environ 7% [9].

L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Par conséquence, ces cellules sont une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellurure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19% [9]. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et l'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques.

Module souple Unisolar (68Wc, 1,12 m²).

Module rigide Sharp (115Wc, 1.42 m²).

Figure I.8 : Deux exemples de modules utilisant Sia (silicium amorphe).

V.2.1. Les cellules au Tellurure de Cadmium (CdTe)

Le coût de fabrication d'une cellule au tellurure de cadmium serait deux à trois fois moins important que celui d'une structure cristalline (figure I.9), notamment grâce à l'optimisation du procédé de fabrication, à la faible main-d'œuvre requise et aux économies d'échelle (baisse du coût à la suite de l'augmentation de la productivité).

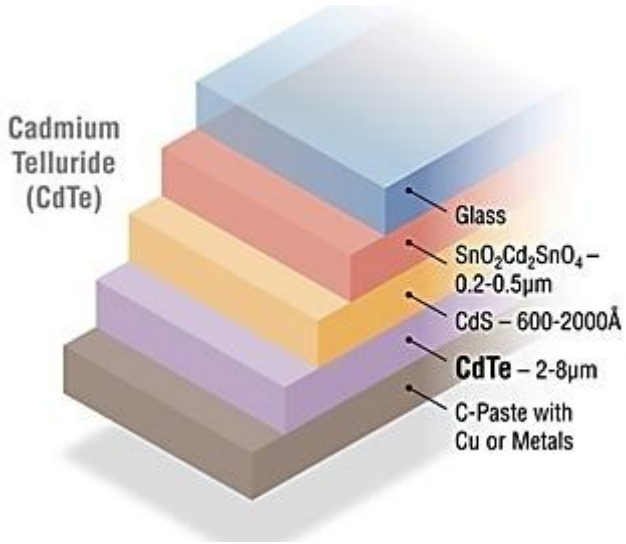


Figure I.9 : Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe. La couche d'absorbant dopé p (en mauve) repose sous un autre semi-conducteur dopé n (CdS). Ces deux couches forment une hétérojonction [10].

Une cellule au CdTe se compose, de haut en bas [42] :

- d'une vitre protectrice ;
- d'une couche conductrice transparente, par exemple faite d'oxyde d'ïndium-étain (ITO) ou d'oxyde de zinc (ZnO). Elle récolte les charges négatives sur une épaisseur de 0,2 à 0,5 µm ;
- de sulfure de cadmium CdS dopé n (épaisseur de 0,06 à 0,2 µm) ;
- de tellurure de cadmium dopé p (épaisseurs de 2 à 8 µm) ;
- de la couche conductrice inférieure métallique. Elle est parfois fabriquée à partir d'une pâte de carbone enrichie en cuivre ;
- du substrat, dont la nature peut varier selon les propriétés désirées (souple ou rigide).

Les cellules au CdTe sont produites de différentes manières. *"First Solar"* utilise par exemple la méthode VTD (*vapor transport deposition*), car elle permet de déposer de faibles épaisseurs de matériaux sur des substrats mobiles [10]. Concrètement, du tellure et du cadmium sont chauffés indépendamment dans des chambres, puis des gaz inertes vont

transporter les vapeurs générées. Elles sortent par des orifices situés à environ 1 cm des supports. La matière se dépose alors sur le substrat, qui est maintenu à une température inférieure à la température d'évaporation. Un panneau solaire complet peut être produit en deux heures et demi, avec des pertes de matière première estimées à seulement 2 % [10].

VI. Le module photovoltaïque

VI.1. Définition

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et /ou parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électrique désirées tels que la puissance, le courant de court circuit et la tension en circuit ouvert [5].

VI.2. Caractéristiques d'un module photovoltaïque

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement. Lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à déverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement (figure I.10).

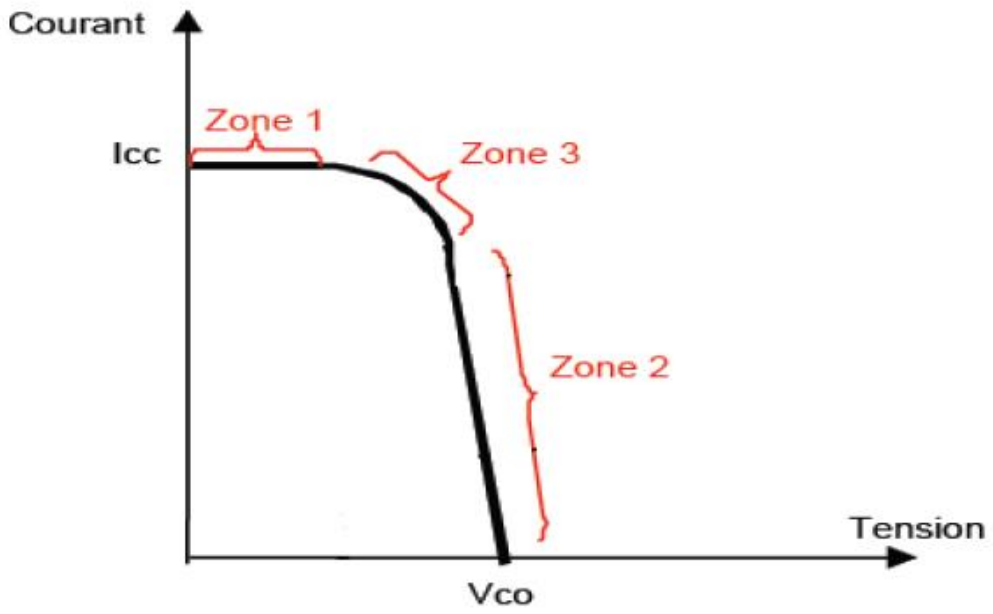


Figure I.10 : Les différentes zones de la caractéristique I(V)

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules à une allure générale assimilable à celle élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniforme).

Nous pouvons décomposer la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones:

- Une zone assimilable à un générateur de courant Icc proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{sh}$ (zone 1).
- Une zone assimilable à un générateur de tension Vco d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (zone 2).
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s à R_{sh} (zone 3). C'est dans la zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple Imax, Vmax et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance disponible dans les conditions considérées [7].

VI.3. La constitution d'un module photovoltaïque

Câble des cellules photovoltaïques: les cellules sont connectées entre elles par un fin ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+) (figure I.11).

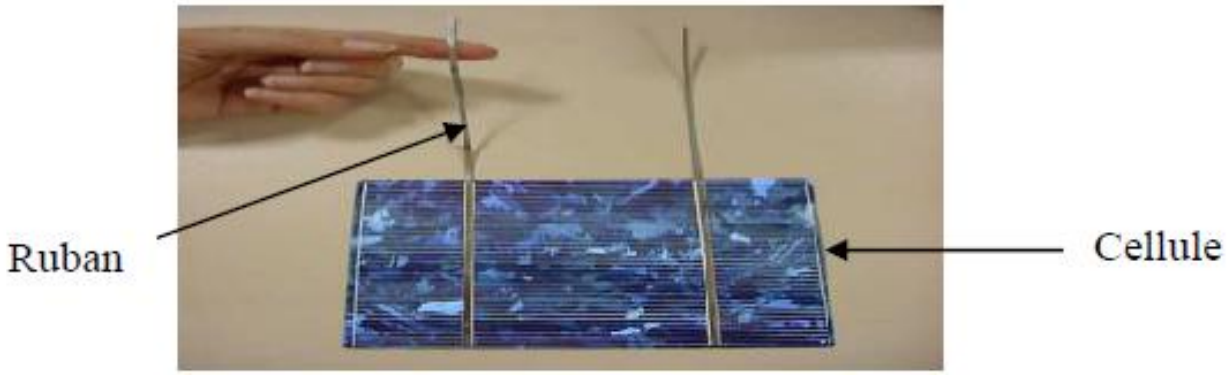


Figure I.11 : ruban métallique d'une cellule.

Les cellules sont encapsulées sous vide entre deux films thermoplastiques transparents (EVA: Éthylène Acétate de Vinyle). Le plus souvent, il y a présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation. Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière. La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLER.

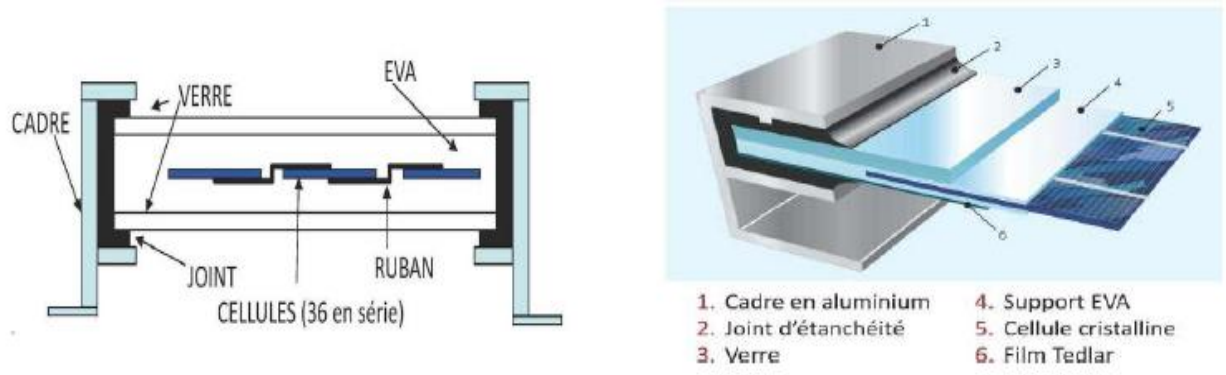


Figure I.12: Encapsulation des cellules [9].

La boite de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass. Les deux câbles unipolaires sont raccordés.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule), ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités. Ainsi, pour Ns cellules en série, constituant des branches elles même Np en parallèles, la puissance disponible en série du générateur PV est donnée par :

$$P_{PV} = N_s . V_{PV} . N_P . I_{PV} \text{ .....(I.11)}$$

Avec:

P_{pv}: la puissance disponible en sortie du GPV.

V_{pv}: la tension à la sortie du GPV.

I_{pv}: le courant de sortie du GPV.

VI.4. Regroupement des cellules

VI.4.1. Regroupement des cellules en série

Une association de (Ns) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV) [6]. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante de groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, un tel regroupement est représenté par la figure I.13.

L'équation (VI.2) résume les caractéristiques électriques d'une association série de (Ns) cellules [6].

$$V_{co_{Ns}} = N_s \square V_{co}; I_{cc} = I_{ccN_s} \text{ .....(I.12)}$$

Vco_{Ns} : la somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série.

Icc_{Ns} : courant de court-circuit de Ns cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce.

Comme la surface de cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

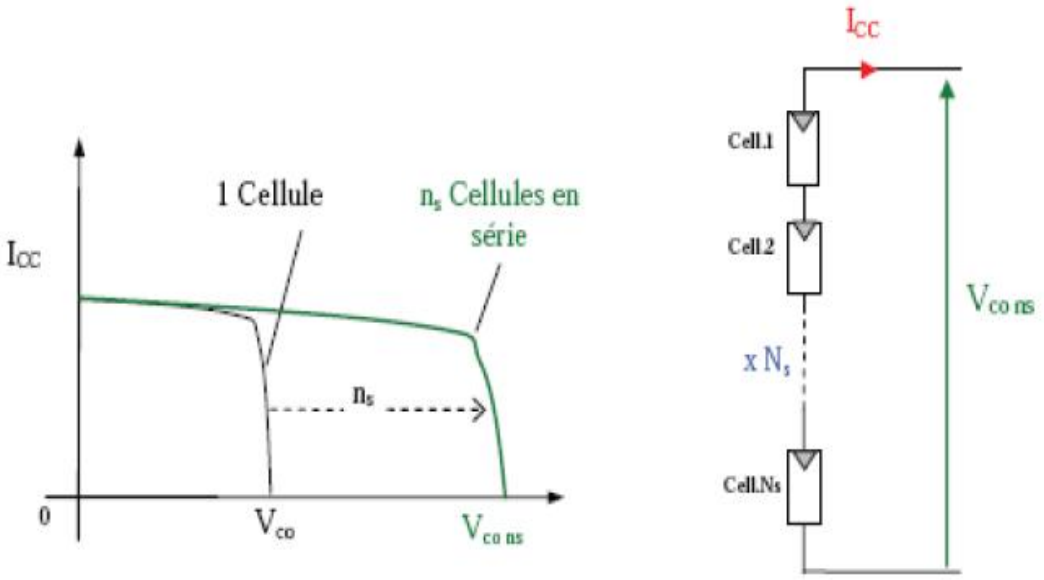


Figure I.13 : caractéristiques résultantes d'un groupement de (Ns) cellules en séries [6].

VI.4.2. Regroupement de cellules en parallèle

Une association parallèle de (Np) cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créée. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.

L'équation (I.13) et la figure I.14 résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (Np) cellules [6].

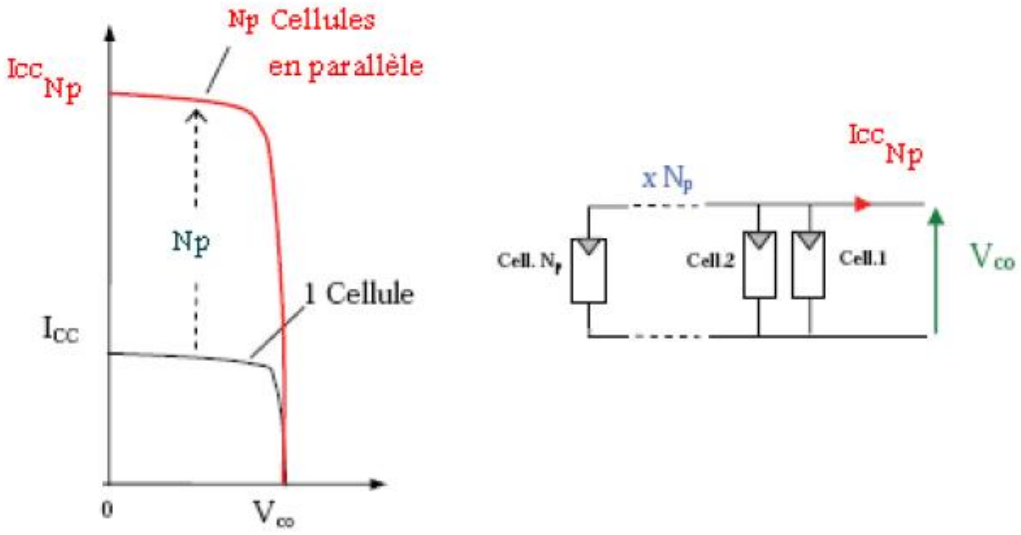


Figure I.14 : caractéristiques d'un groupement de (Np) cellules en parallèle [6].

Avec :

$$I_{cc_{Np}} = N_P \cdot I_{cc}; V_{co}=V_{co_{Np}} \quad \text{.....(I.13)}$$

Icc_{Np} : la somme des courants de court-circuit de (Np) cellules en parallèle.

Vco_{Np} : la tension du circuit ouvert de (Np) cellules en parallèle.

VI.4.3. Regroupement des cellules (série et parallèle)

La caractéristique (Ipv - Vp) d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de (Ns*Np) cellules en série /parallèle. La caractéristique globale peut en outre, varier en fonction de l'éclairement, température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement.

De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se trouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène du point chaud. Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques des diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives figure (I.15-a). Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque commercial de (85Wc) sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des (36) cellules qui composent se générateur sont consignées en figure I.15.

On observe bien la déformation de la courbe (Ipv-Vp) liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en figure (I.15-b), évitant ainsi la circulation du courant inverse au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse, elle est protégée par la diode (by-pass) à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte parallèle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protection. Un tel regroupement des cellules (série et parallèle) avec diode de protection sont représentés par la figure qui suit [6].

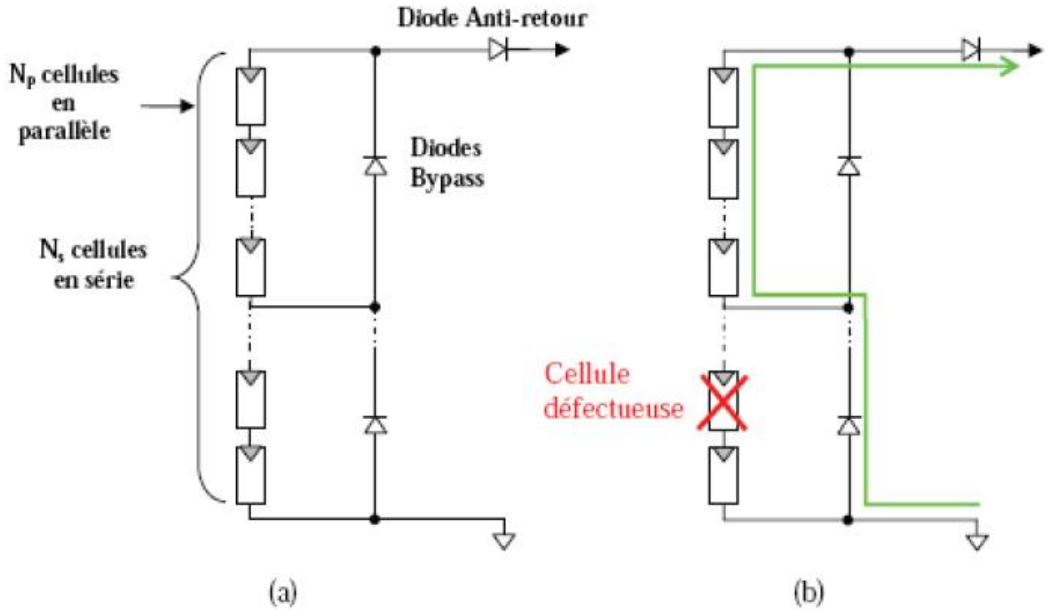


Figure I.15 :(a) architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) défaillance d'une des cellules du module PV et activation de diode de circulation Ipv [6].

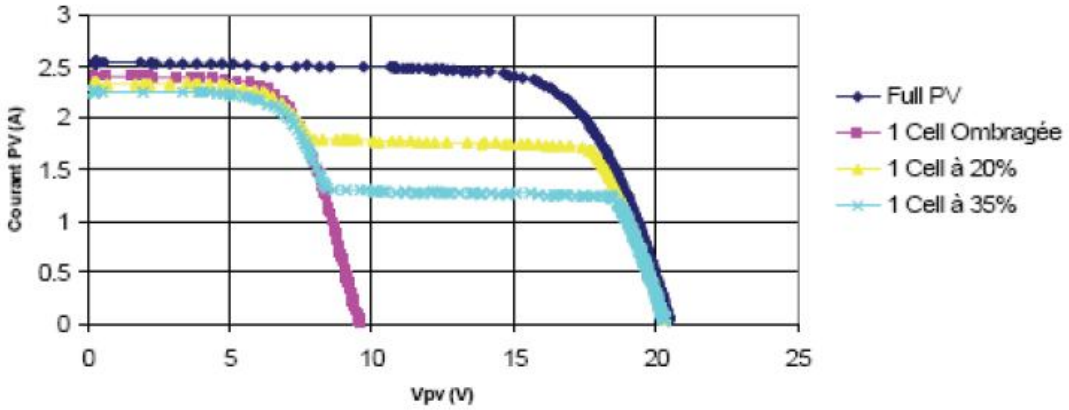


Figure I.16 : caractéristique (Ipv-Vp) d'un panneau photovoltaïque (BP585) et effet d'une des (36) cellules qui composent le module PV [6].

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photovoltaïque n'est pas aussi simple qu'il n'y parait. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par le panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes..) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maitrisable [6].

VII. Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément.

I. Introduction

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, leurs problèmes produits, leurs compositions et les critères de choix d’un système photovoltaïque.

II. Les centrales solaires

Les centrales solaires utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. Une centrale solaire photovoltaïque est composée de plusieurs champs de panneaux solaires comportant un grand nombre de cellules photovoltaïques convertissant directement l'énergie lumineuse en électricité.

L'inconvénient des centrales solaires est qu'elles ne peuvent pas produire d'électricité la nuit. Pour palier à ce problème, on a deux solutions :

- soit on stocke durant le jour une partie de la chaleur apportée par le fluide non vaporisable dans un accumulateur (cette chaleur sera libérée durant la nuit et exploitée pour produire de l'électricité) ;
- soit on utilise des carburants fossiles comme le gaz par exemple pour chauffer le liquide non vaporisable. Pour cela, on installe dans la centrale une chaudière à gaz qui prend le relais des miroirs la nuit et qui s'arrête au matin.

III. Les composants d’une centrale photovoltaïque

L'ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles, constitue le module photovoltaïque. Plusieurs modules sont groupés pour former un système (ou une centrale) photovoltaïque qui comprend d'autres composants comme le régulateur, l'onduleur et la batterie pour un site isolé (autonome).

Afin de bien comprendre le fonctionnement d’un système photovoltaïque, il est utile d’en analyser les principaux composants (Figure II.1). Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l’utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.

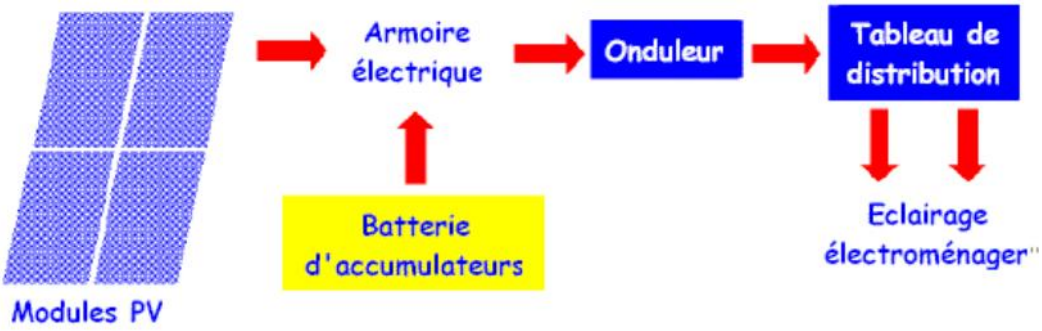


Figure II.1 : Schéma général d'une installation photovoltaïque

III.1 Les panneaux solaires (capteurs)

Le champ solaire se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise (Figure II.2). Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.

Figure II.2. Panneau solaire [13]

Pour chaque champ on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boite de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure II.3, Alors cette boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.

Figure II.3. Boite de dérivation [13].

La boite de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent :

- Des diodes Schottky série, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boite à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte. Le câblage de ces boites permet d'avoir une sortie en 12, 24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie. La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :
- des besoins en électricité;
- la taille du panneau ;
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation ;
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximales, ce qui nécessite un élément de stockage.

- **Les types de panneaux [40]**

A. Panneaux photovoltaïques orientables

Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats. Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle.

B. Panneaux photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison). Le rendement optimum est obtenu pour une orientation sud avec une inclinaison de 35°. Dans cette position, **un système d'une puissance d'1 kWc produit environ 900 kWh par an.** Si on s'écarte de cette position, le rendement diminue. Cette diminution du rendement peut être calculée en multipliant le rendement obtenu en position optimale par le facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisie (ce qu'on appelle le Facteur de transposition qui tient compte de l'orientation et de l'inclinaison **FT).**

C. Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ 25%.

III.2 Système de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [14] :

-Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)

-Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

III.2.1 Les Caractéristiques principales d'une batterie

1. ***Capacité en Ampère heure*** *:*

Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures. Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [14]

a. Rapports de chargement et déchargement :

Si la batterie est chargée ou déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

b. Température *:*

Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [14].

c. **La charge** :

Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur (environ 2,2 V) ; en fin de charge (point M), on note un accroissement rapide de la tension, les plaques complètement polarisées, la fin de charge est atteinte à 2,6 ou 2,7 V [28] (Figure II.4).

d. **La décharge** :

Durant une assez longue durée d'utilisation, la tension reste remarquablement constante à la valeur de 2 V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement à 1,8 V, il faut alors recharger l'accumulateur [28] (figure II.4).

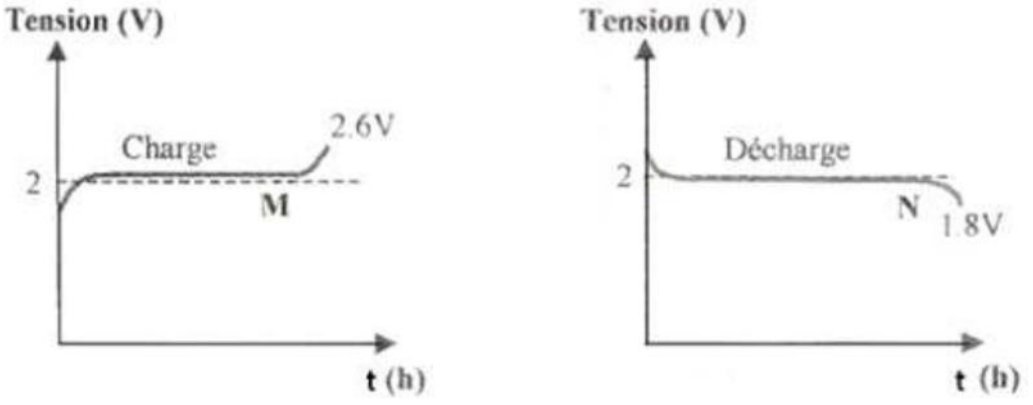


Figure II.4 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie [22]

***e. Profondeur de décharge* :**

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucun dommage. Cependant, même les batteries de cycle profond sont affectées. Plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

f. La durée de vie :

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement en un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [15].

g. La tension d'utilisation :

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

h. Le rendement :

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

i. Le taux d'autodécharge :

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné. La plupart des batteries modernes sont à faible autodécharge, c'est à dire qu'elles perdent moins de 3% de capacité par mois à 20°C [3].

III.2.2 Types d'accumulateurs

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [12] :

1. Les Accumulateurs au plomb-acide :

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [16].

- **Composition d'une batterie solaire plomb-acide [17] :**

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquetée sur la grille (Figure II.5). La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

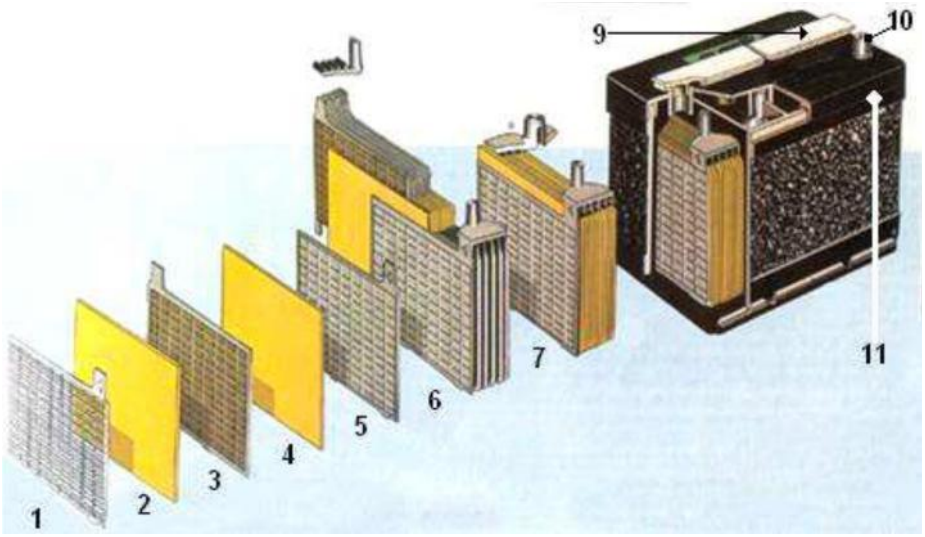


Figure II.5 : Construction d'une batterie monobloc [17]

1 : Grille. 7 : Élément complet
2 : Séparateur. 8 : Pont
3 : Plaque positive. 9 : Rampe de bouchons.
4 : Plaque négative. 10 : Borne.
5 : Barrette. 11 : Bac.
6 : Faisceau négatif.

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie [17]. Peut être l'alliage est en plomb avec 2-6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d’Antimoine réduit la production d’hydrogène et d’oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb-antimoine sont de type de "cycle profond".

Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation. Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- calcium sont de type "cycle peu profond". Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes. Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles

ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir. Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85% (pour plomb-acide) Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6. Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie. Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte. Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnées de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [14].

- **Principe de fonctionnement :**

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale [46] :

Électrode Positive: $PbO_2 + 4H^+ + SO_4^{2-} + 2e^- \longrightarrow PbSO_4 + 2H_2O$.

Electrode negative: $Pb + SO_4^{2-} \longrightarrow PbSO_4 + 2e^-$.

Réaction: $Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \rightleftharpoons 2PbSO_4 + 2H_2O$.

2. **Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [17] :**

Les batteries de nickel- cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium. La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

III.3 Système de régulation

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

❖ Technique de régulation

Toute la régulation se fait grâce à la mesure de la tension aux bornes de la batterie. Une batterie déchargée possède une tension faible (autour de 11,4 V pour une batterie de 12 V), alors qu'une batterie chargée possède une tension forte (autour de 13,2 V). Le régulateur de charge doit donc avoir une lecture précise de la tension aux bornes de la batterie, afin de savoir si elle se trouve dans une période de fin de charge ou en fin de décharge. C'est pour cela que l'on place toujours le régulateur à proximité des batteries, pour éviter les chutes de tension dues à la distance et pour pouvoir prendre en compte la température environnante [23].

Les régulateurs de charge de système photovoltaïque autonome peuvent se classer en quatre groupes principaux :

A. les régulateurs de charge parallèle (shunt)

Le régulateur shunt est bien adapté aux petits systèmes. En fin de charge, il court-circuite le module (il "shunte" le module) afin que la batterie ne reçoive plus de courant et ne soit pas en surcharge. Le courant excédentaire est ainsi dirigé vers une résistance qui dissipe l'énergie produite sous forme de chaleur. C'est une technologie ancienne qui n'est plus vraiment disponible sur le marché car elle ne permet pas de recharger la batterie à plus de 70% de sa capacité [23].

La figure II.6 illustre un régulateur de charge shunt :

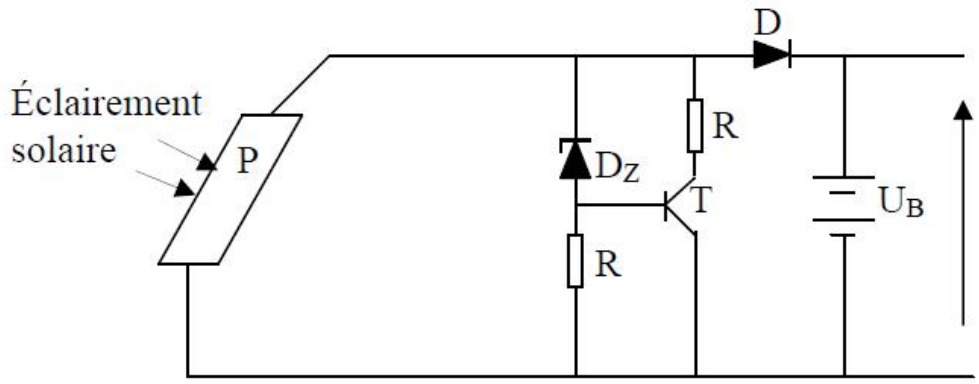


Figure II.6 : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [19].

Tant que la tension aux bornes de la batterie est faible, le courant I et la tension U aux bornes de la résistance r seront faibles également, donc le transistor est bloqué.

$$I_R = 0; I_b = I_P - I \text{.....} \textbf{II.1}$$

Le courant délivré par le générateur PV passe dans la batterie, dés qu'on atteint la tension de référence de la diode Zener le courant I et la tension U croient brusquement, ainsi le transistor devient conducteur et délivre un courant I_e ; d'où :

$$I_b = I_P - I - I_e \text{.....} \textbf{II.2}$$

Avec :
I_R : Le courant traversant la résistance R.
I_b : Le courant traversant la batterie.
I_p : Le courant provenant du champ PV.
I_e : Le courant délivré par le transistor.
I : Le courant traversant la diode Zener.

Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur (transistor) et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

B. Les régulateurs de charge série

Contrairement au régulateur shunt qui dérive le courant vers une résistance, le régulateur série stoppe la circulation du courant en ouvrant le circuit électrique. Les modules restent sous tension, mais les batteries sont à l'abri de la surcharge. Il s'agit également d'une technologie ancienne peu performante. Elle ne permet pas non plus de recharger les batteries au delà de 70% de leur capacité.

Étant donné que le module produit de l'électricité tant qu'il est éclairé, on ne peut pas stopper la recharge de la batterie autrement qu'en ouvrant le circuit et en créant une dérivation (figure II.7).

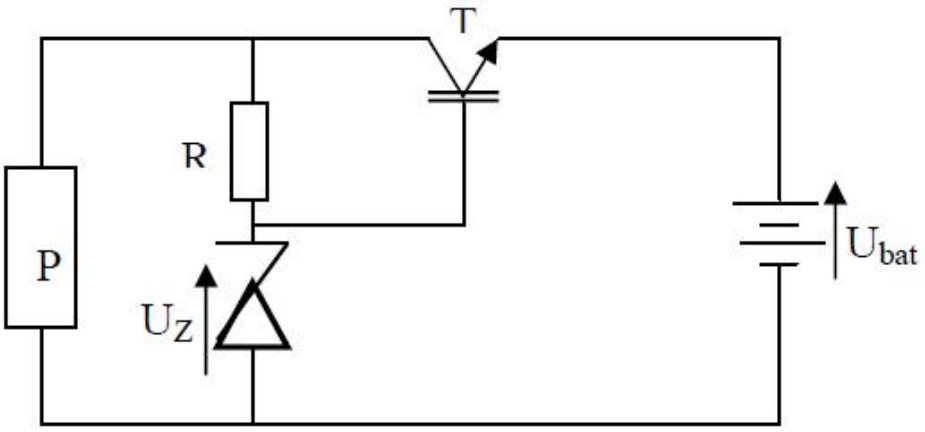


Figure II.7 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [19].

Tant que la tension U_b aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_z, le courant délivré par le panneau solaire charge la batterie à travers le transistor (absence de régulation), dès que la tension de la batterie devient supérieure à celle de la diode Zener, le transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance (apparition de la régulation). Donc, le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant qui provient du champ PV.

C. Régulateur PWM

Le régulateur PWM (Pulse With Modulation) ou MLI (Modulation en largeur d'impulsion) est un régulateur de génération plus récente qui a permis d'améliorer la recharge des batteries en passant de 70% (avec les anciens régulateurs de type shunt et série) à 100% de leur capacité. C'est le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes [23].

Quand les modules fournissent de l'énergie à une batterie déchargée, le régulateur PWM procède au début de la même manière que les régulateurs shunt ou série, c'est-à-dire qu'il limite le courant de charge de la batterie à un ampérage constant. Plus la batterie se recharge, plus la tension à ses bornes augmente. A partir d'un certain niveau, le régulateur PWM va alors maintenir une tension constante et produire des impulsions de courant. Autrement dit, plusieurs fois par seconde, il va couper et rétablir le courant jusqu'à ce que la batterie soit totalement chargée. Dans un premier temps, les impulsions du régulateur sont longues et presque continues, quand la batterie s'approche de la fin de sa recharge, elles deviennent de plus en plus rares et espacées.

Bien que cette technologie de régulateur soit plus évoluée, elle possède tout de même des similitudes avec les régulateurs shunt ou série. Tant que la surface du module photovoltaïque est éclairée, celui-ci continue de fournir de l'électricité. Pour le déconnecter de

la batterie il n'y a que deux solutions : on peut ouvrir le circuit électrique (comme pour les régulateurs série), ou on peut le court-circuiter (comme pour les régulateurs shunt). Les régulateurs PWM utilisent les mêmes techniques que les anciens, à la différence près que ces derniers fonctionnaient en mode tout ou rien (On/Off), alors que le PWM possède un microprocesseur beaucoup plus précis.

D. Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Régulateur MPPT ou un tracker MPPT est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir une récupération maximum d'énergie, quelque soient la température et l'ensoleillement. Ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et le deuxième circuit transforme le courant et la tension pour les adapter au type de batterie [29]. Le régulateur MPPT coûte en général beaucoup plus cher qu'un régulateur standard. C'est pour cette raison que son utilisation n'est pas généralisée, et qu'il n'est pas recommandé pour les petites installations (les pertes ne sont pas assez importantes).

A ces quatre types de circuit on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

E. La régulation de décharge par disjonction automatique

Le schéma de principe de ce régulateur est représenté sur la figure II.8, il est constitué d'un comparateur qui compare la tension aux bornes de la batterie à un seuil bas, et transmet l'information à un circuit de commande qui arrête la décharge lorsque la tension de la batterie atteint ce seuil.

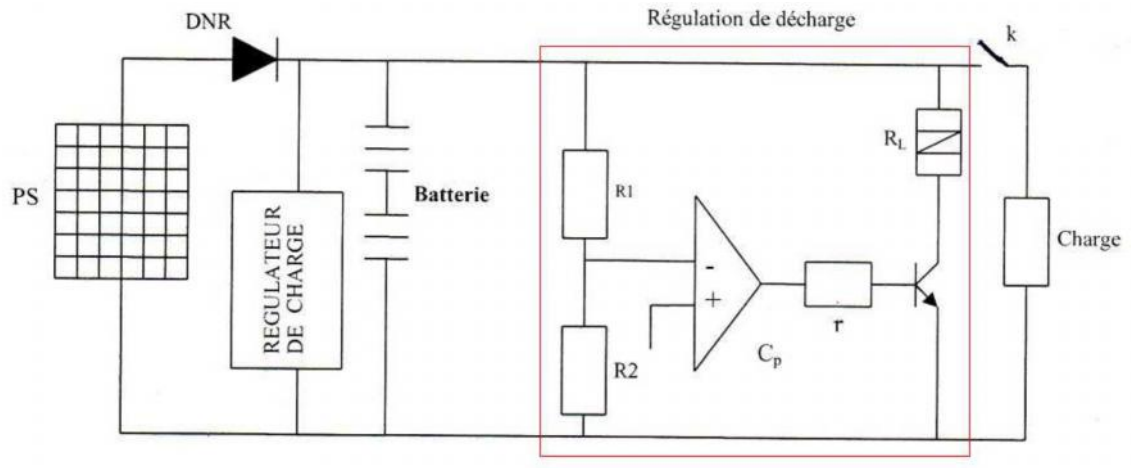


Figure II.8 : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur [22].

III.4 La diode anti-retour/ diode By-pass

Lorsqu'une cellule est ombrée, elle ne produit plus d'électricité. Du coup, les autres cellules, dans un élan de générosité, vont l'alimenter en énergie « pour combler » ce manque de production de la cellule ombrée. En réalité, la cellule ombrée passe de génératrice (génère de l'électricité) à réceptrice (reçoit de l'électricité). Ce que les cellules ne savent pas, c'est qu'en alimentant en énergie leur camarade ombrée, ils vont l'user prématurément jusqu'à ce qu'elle se détruise complètement et c'est très rapide. Les constructeurs placent donc des diodes By-pass (Figure II.9).

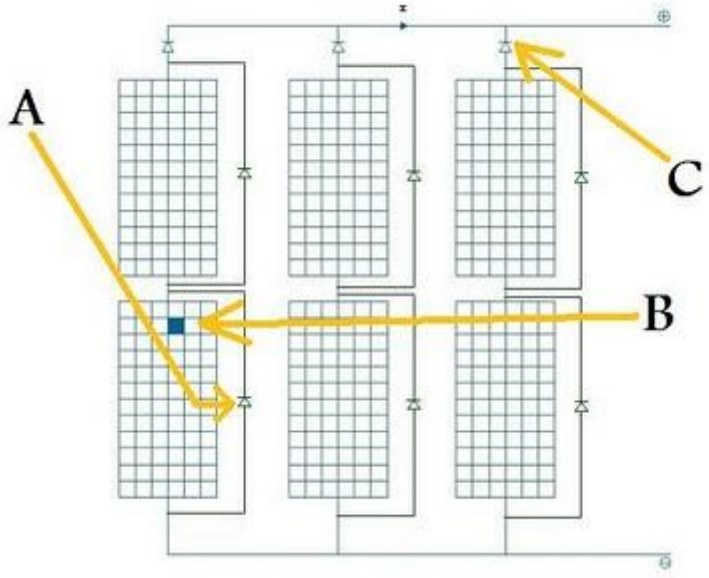


Figure II.9: un panneau solaire déconnecté

A : la diode by-pass.
B : la cellule ombrée.
C : la diode anti-retour.

Les diodes by-pass servent à court-circuiter un ensemble de cellules afin d'éviter la destruction de celle qui est ombrée. Ici, ci-dessus, nous avons donc 72 cellules déconnectées de l'installation solaire. C'est un panneau photovoltaïque entier. Cependant, la question qui se pose : que ce passe-t-il dans la figure II.10 ci-dessous ?

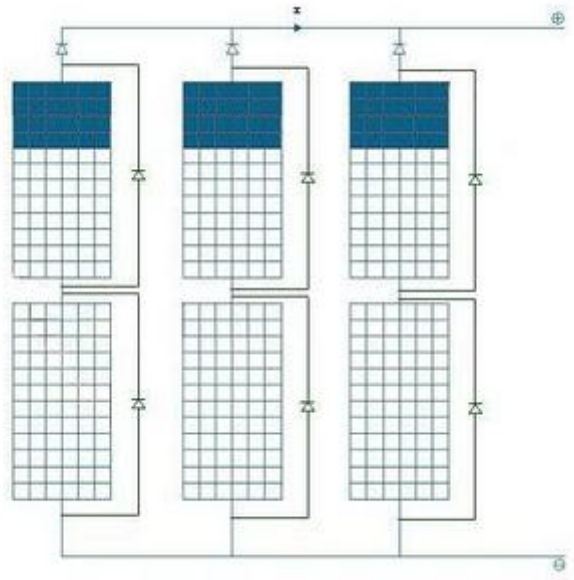


Figure II.10 : trois panneaux solaires déconnectés

L'installation solaire photovoltaïque est déconnectée à moitié. Trois panneaux (ceux du bas) fonctionnent normalement, tandis que les trois des hauts sont déconnectés (Figure II.10). D'où la plus grande importance et la nécessité de positionner ses panneaux solaires de telle sorte qu'ils ne soient jamais ombrés à n'importe quelle heure de la journée.

Les diodes anti-retour servent à empêcher les panneaux solaires fonctionnels d'alimenter ceux qui ont étés déconnectés. C'est le même principe que la diode By-pass, sauf qu'au lieu d'agir sur les cellules, on agit sur les panneaux.

III.5 Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif). L'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [16].

A. Le convertisseur continu -continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [16]. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%. Ce système présent deux inconvénients pour un système PV de faible puissance :

- Prix élevé ;
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

B. Le convertisseur continu- alternatif (onduleur)

C'est un dispositif destiné à convertir le courant en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement.

Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques. L'onduleur s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau. Selon la conception technique, un ou plusieurs onduleurs peuvent équiper un seul système photovoltaïque, même de petite taille. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

Rotatif : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1 kW jusqu'à atteindre 90% pour 50 kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité. Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

Statique : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [16]. Avec ce système, on obtient :

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- De faibles pertes à vide.

❖ ***La puissance nominale :***

C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanant. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tout les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

❖ ***Le rendement :***

C'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un

autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

❖ ***La consommation à vide :***

Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [18]. Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220V – 50 Hz). La moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à : un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée. Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmoniques.

C. La technologie des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [14].

➢ **Onduleur modulaires (module inverter)**

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations les plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [30].

➢ **Onduleurs centralisés (central inverter) :**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif (Figure II.11). Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [30].

- **Onduleurs « String » (Rangée)**

L'onduleur String est le plus utilisé (Figure II.11). Le plus souvent, huit (ou plus) modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [30].

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

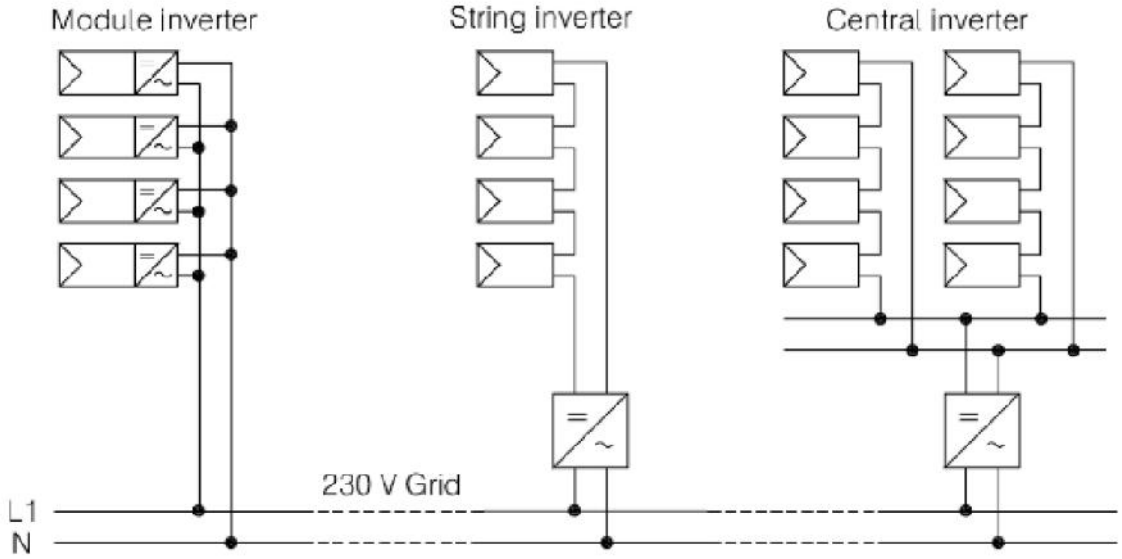


Figure II.11: classification des onduleurs PV connectés au réseau [30].

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes (PV) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 KVA. Le type du réseau choisi en raccordement, détermine la possibilité du choix de systèmes de surveillance, et la détection en cas d'islanding (défaut).

III.6 La Charge

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système, pouvant être de type continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternatif dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

IV. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Les trois genres de systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité; on les retrouve souvent dans les régions éloignées.

IV.1. Système autonome

Il existe des systèmes autonomes au fil du soleil sans stockage et avec stockage :

A. Système au fil du soleil sans stockage [27]:

C'est le système le plus simple puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. L'appareil alimenté par ce système ne fonctionnera qu'en présence de la lumière, et dés que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée. Ce type de système est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière. L'inconvénient de ce système, c'est qu'on ne profite pas toujours des éclairements les plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération des surplus d'énergie solaire.

B. Système au fil du soleil avec stockage :

Cette installation est constituée essentiellement de trois composants : des modules solaires, la batterie, et le régulateur de charge (figure II.12). La batterie d'un tel système se charge le jour et sert de réservoir d'énergie en permanence ; elle peut recevoir un courant de charge et débiter un courant de décharge de valeur différente sans problème, à un instant donné. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie à travers le régulateur de charge, cela pour assurer le chargement optimal de l'accumulateur tel que, lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge.

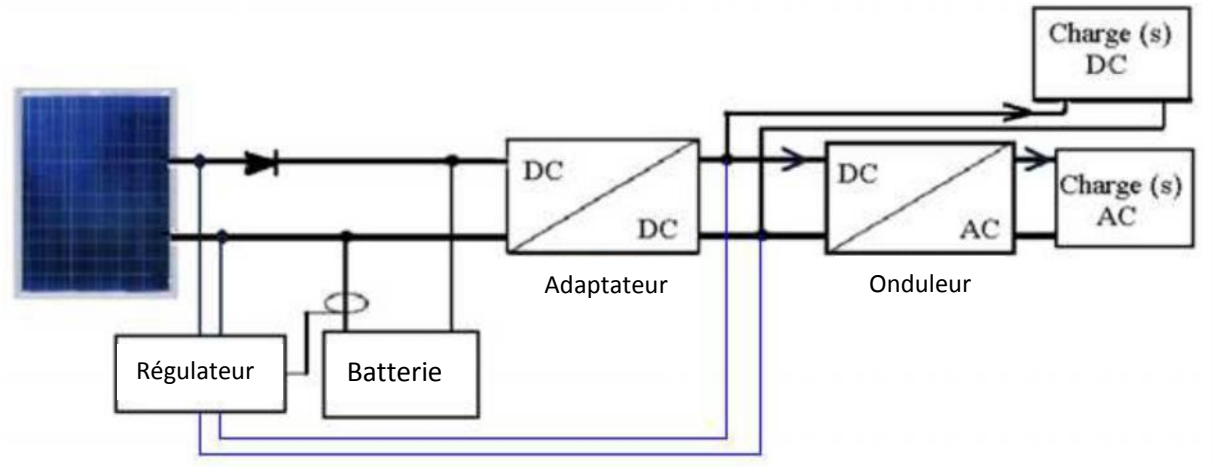


Figure II.12 : Système photovoltaïque avec stockage [24].

IV.2. Système hybride

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser au risque de détruire la batterie ; or les consommateurs ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons.

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi ″génératrice″) ou une éolienne (figure II.13). De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie et donc ils permettent en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible. Un tel système photovoltaïque hybride fournit une grande fiabilité du système et peut représenter la solution adéquate pour les sites isolés; il convient aussi lorsque la demande en énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout le long de l'année).

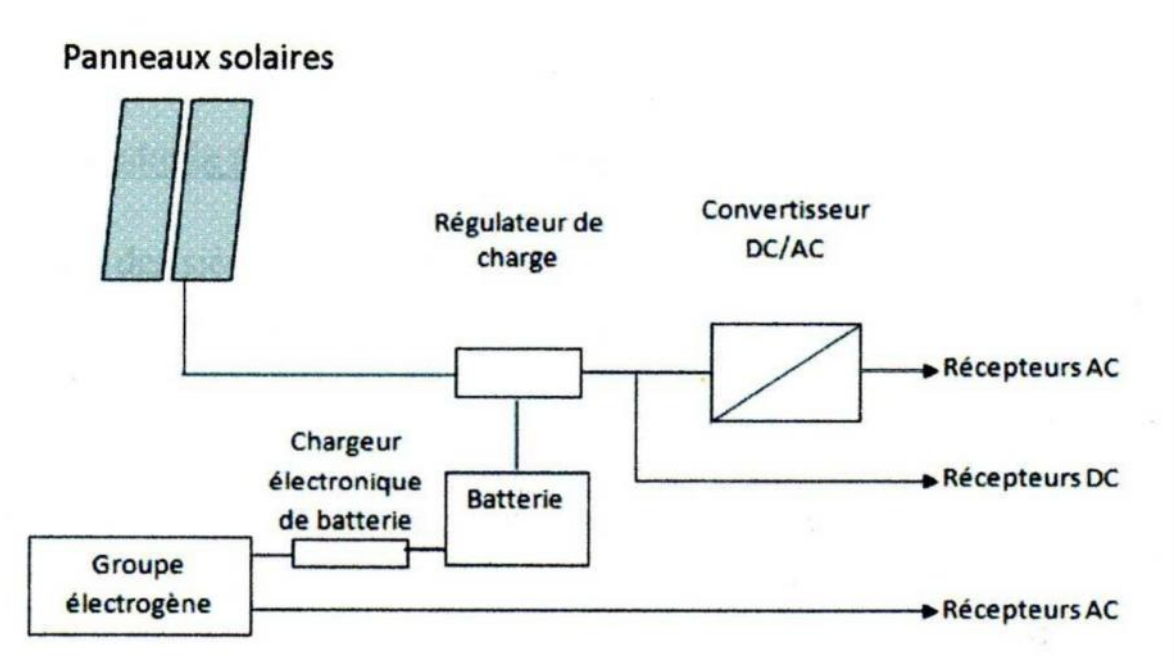


Figure II.13 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène [25].

- **L'énergie éolienne**

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement.

IV.3. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (figure II.14). Généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif à travers un onduleur. Cet onduleur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale). Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée [27].

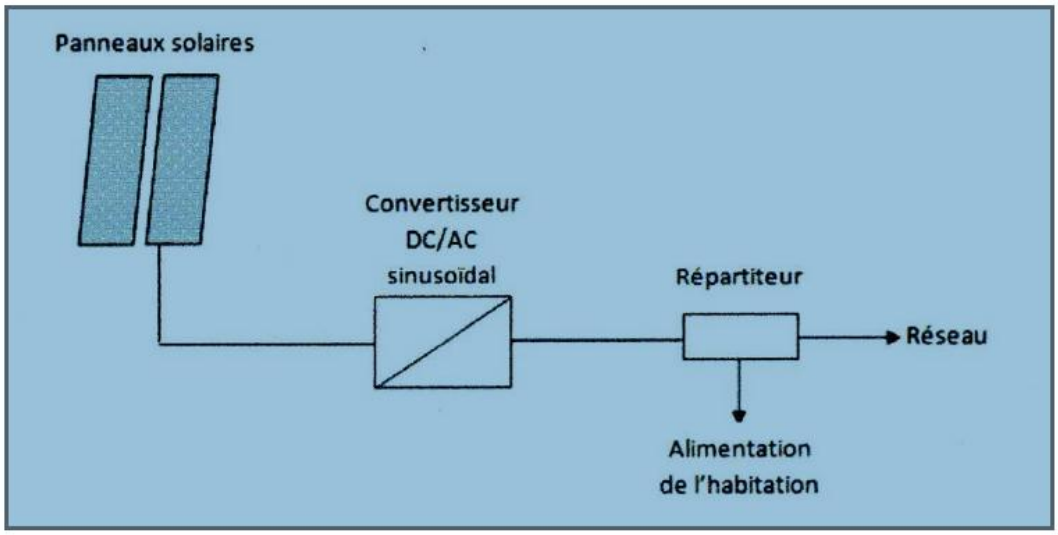


Figure II.14 : Système photovoltaïque raccordé au réseau [25].

V. Comparaison des systèmes photovoltaïques

Les centrales photovoltaïques non connectés au réseau peuvent être autonomes (avec ou sans accumulateurs), c'est-à-dire dépendant uniquement de l'énergie solaire, ou hybrides. Les systèmes hybrides allient la technologie PV à une ou plusieurs autres formes de production d'électricité et comprennent habituellement des accumulateurs. Au moment de choisir le genre de système dont on a besoin, on doit tenir compte des facteurs suivants : demande totale, puissance maximale appelée, moments et périodes de l'année de la demande, fiabilité requise et accessibilité du système selon l'endroit où il sera installé.

A. Système autonome

Comme son nom l'indique, le système autonome est complet et ne comporte aucune source d'énergie d'appoint. Il comprend généralement des accumulateurs.

Dans certains cas, par exemple le pompage de l'eau (notamment pour irriguer les cultures) ou la ventilation d'une serre, on a besoin d'énergie électrique pendant les périodes ensoleillées seulement; le système autonome sans accumulateurs convient alors. Toutefois, la plupart du temps, la demande d'énergie est indépendante de l'ensoleillement, et le système doit alors comporter des accumulateurs. Pour s'assurer une provision d'énergie durant l'année à l'aide d'un système alimenté uniquement à l'énergie solaire, il faut donc installer un champ de modules photovoltaïques beaucoup plus gros (donc beaucoup plus coûteux) et l'assortir d'accumulateurs. Ces systèmes sont pratiques dans les endroits isolés, où il n'y a pas de personnel sur place et où il est difficile et coûteux d'aller faire des tournées d'inspection. Les immobilisations requises sont alors vite compensées par les économies réalisées au titre des frais d'entretien et du ravitaillement en combustible. On emploie par conséquent des systèmes autonomes avec accumulateurs pour l'électrisation des clôtures de pâturages, et pour les communications, le balisage, les dispositifs d'avertissement et les stations de surveillance ainsi que pour divers usages où la fiabilité et les exigences d'entretien sont des considérations de première importance.

Le système autonome peut aussi convenir dans le cas d'une résidence d'été, d'un voilier ou d'autres usages dont la période d'utilisation correspond à la période d'ensoleillement maximal. Si on considère l'électricité comme un luxe et estime pouvoir supporter les rares instants où le système ne suffira pas à nos besoins, le système autonome peut s'avérer une solution satisfaisante à prix raisonnable. Toutefois, si on tient à être assuré d'un approvisionnement constant à longueur d'année et si on a facilement accès aux produits consommateurs d'énergie, ce serait sans doute plus avantageux d'installer un système hybride.

B. Système hybride

Le système hybride allie l'énergie photovoltaïque à celle d'autres sources. En règle générale, il comporte une éolienne ainsi qu'un groupe électrogène d'appoint au diesel, au propane ou à l'essence. Un tel système peut convenir dans le cas d'une résidence ou d'un immeuble commercial non connecté à un réseau de distribution. Pour celui qui consomme plus de 2,5 kWh d'énergie par jour l'année durant et qui a besoin d'un groupe électrogène, ou qui habite une région où l'ensoleillement est limité pendant de longues périodes, le système hybride constitue probablement un bon choix.

La plupart des systèmes hybrides comportent une batterie d'accumulateurs dont provient la charge de consommation. Les modules maintiennent la charge des accumulateurs tant qu'il y a assez de soleil. Si on assortit une éolienne au système, celle-ci recharge les accumulateurs pendant les périodes venteuses, qui surviennent souvent lorsque le ciel est couvert ou durant la nuit. Par conséquent, les éléments éoliens et solaires se complètent avantageusement. Le groupe électrogène n'est mis en marche qu'à l'occasion pour charger les accumulateurs durant les périodes nuageuses prolongées, ou sans vent, et quand il est en marche, il tourne à plein régime. Son rendement et son efficacité énergétique sont donc bien supérieurs; de plus, il nécessite alors moins d'entretien et il dure plus longtemps. Les systèmes qui comportent à la fois des composantes solaires et éoliennes suffisent souvent aux besoins, sans qu'un groupe électrogène ne soit nécessaire.

C. Centrale raccordée au réseau

La particularité de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau dans la plupart des cas, la centrale photovoltaïque peut être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne qui peuvent atteindre 15 % sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation. Cette énergie répond bien au concept de la décentralisation. Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne «au fil du jour » de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part. Son fonctionnement est particulièrement optimisé. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que si nous voulions une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité [26].

L'énergie photovoltaïque raccordée au réseau est particulièrement bien adaptée à l'intégration dans la plupart des bâtiments quel que soit leur type (habitations, bureaux, entreprises, centres commerciaux,...). Elle est par ailleurs particulièrement souple d'emploi.

VI. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie,…etc.
- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride.
- Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

VII. Avantages et inconvénients d'une installation PV

A. Avantages [18]:

- Une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

B. Inconvénients [18]

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

VIII. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui est une bonne introduction au dimensionnement et à la simulation de ce système, chose qu'on va présenter dans le chapitre III.

I. Introduction

On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom). Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la Terre (géothermique profonde...).

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque.

II. Le rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène – hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius [7]. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [7]. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère présente un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μm, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k [20]:

- Diamètre de soleil $Ds=1.39.10^{9}$ m ;
- Diamètre de la terre $Dt=1.27.10^{7}$m ;
- Distance moyenne soleil - terre $Lts=1.5.10^{11}$m.

II.1.Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde l : Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K (Figure III.1). Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en [20]:

Ultraviolet UV	0.20 < l< 0.38 mm	6.4%
Visible	0.38 < l < 0.78 mm	48.0%
Infrarouge IR	0.78 < l < 10 mm	45.6%

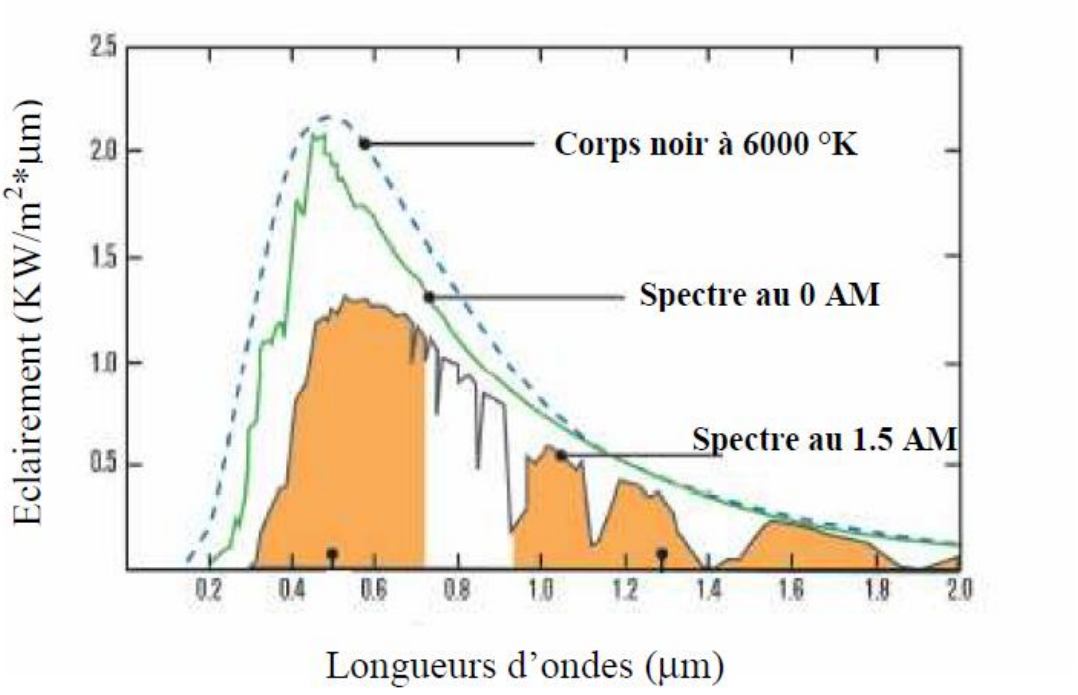


Figure III.1 : spectre solaire hors atmosphère [20].

II.2. La trajectoire du soleil

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre (figure III.1), caractérisé par sa latitude (positive pour l'hémisphère Nord) et sa longitude (définie par rapport au méridien de Greenwich, positivement vers l'Est) [31].

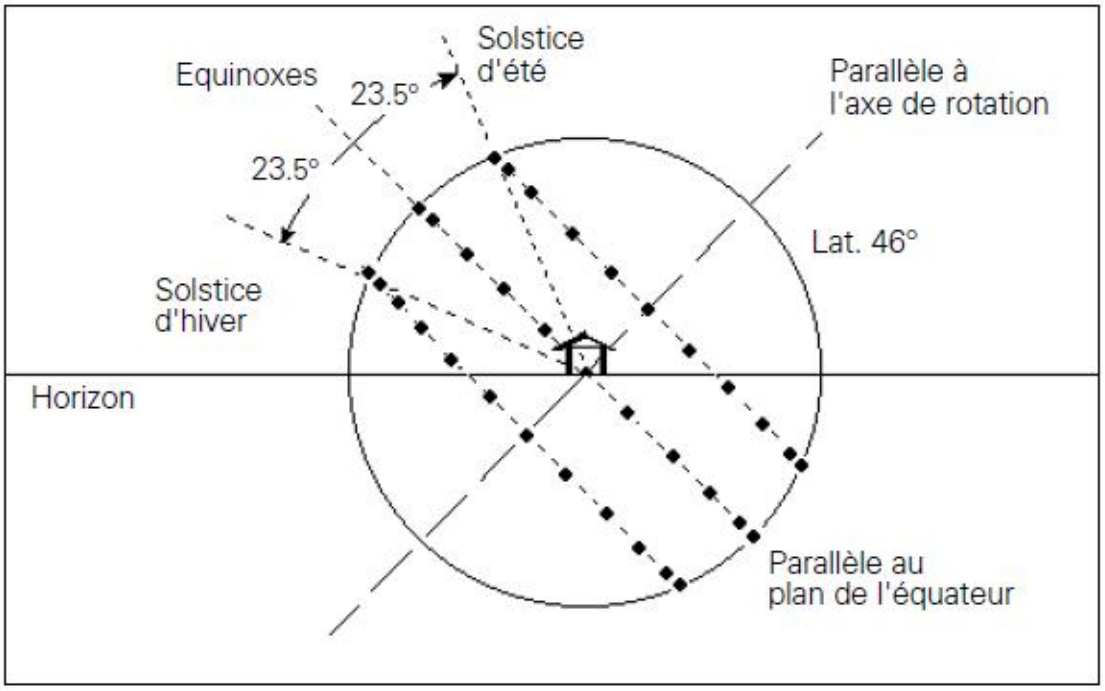


Figure III.2 : trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre, pour un jour donné [31].

Le soleil décrit un cercle centré sur l'axe de rotation de la terre, déplacé à un angle δ par rapport au plan parallèle à l'équateur.

Pour l'observateur terrestre, en considérant la déclinaison comme constante sur une journée, le soleil décrit un cercle autour de l'axe de rotation de la terre (Figure III.2). Ce cercle est parallèle au plan de l'équateur, et sa hauteur apparente sur ce plan donné par la déclinaison.

Au cours de la journée, l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur c'est-à-dire où il est au sud dans notre hémisphère est le midi « vrai ». Pour un instant quelconque, l'angle horaire AH est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai, il vaut 15° par heure (360°/24h) [31].

A position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu, et son azimut AZ, l'angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est (sens anti trigonométrique dans l'hémisphère Nord) (figure III.3).

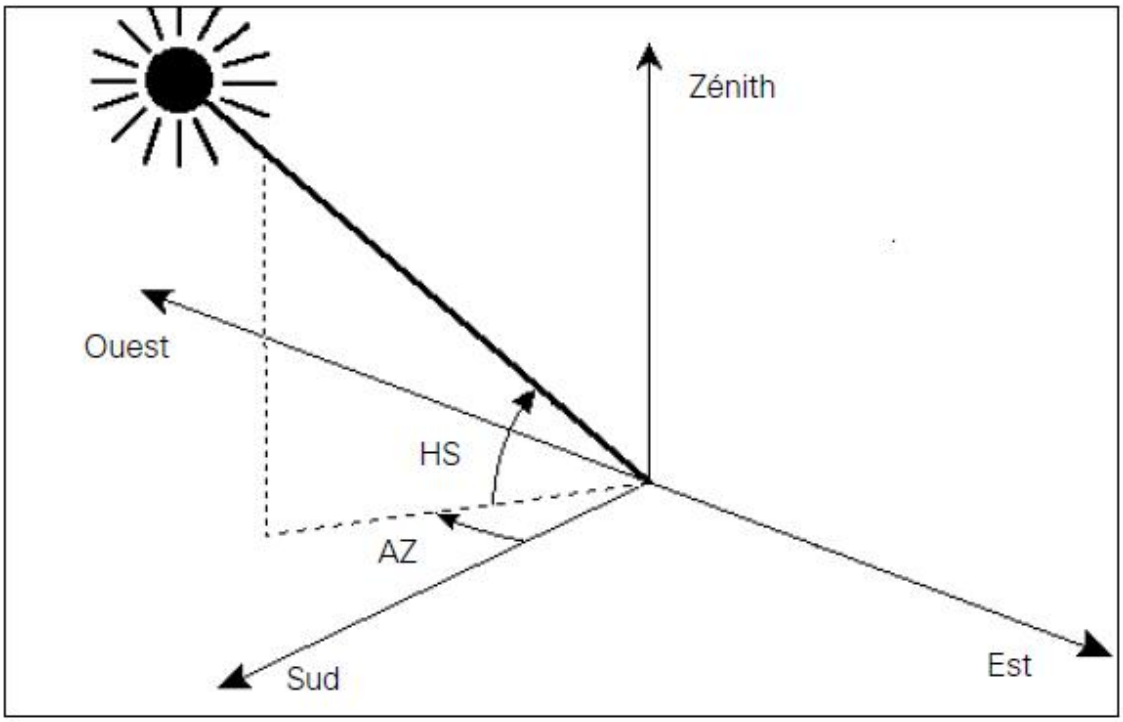


Figure III.3 : définition de la position du soleil [31].

Le calcul de la position du soleil est fonction de la déclinaison (soit le jour de l'année), la latitude et l'angle horaire ; il est effectué à l'aide des expressions suivantes [31] :

$$\sin HS = \sin LAT.\sin\delta + \cos LAT.\cos\delta.\cos AH \ldots\ldots III.1$$

$$\sin AZ = \cos\delta.\sin AH / \cos HS \ldots..III.2$$

On pourra tirer de nombreuses valeurs remarquables de ces deux expressions, par exemple, l'heure du lever du soleil est donnée par la condition HS=0, soit :

$$\cos AH = -\tan LAT.\tan\delta \ldots\ldots III.3$$

Ou encore : la hauteur maximale du soleil (à midi solaire) :

$$HS_{max} = 90^0 - LAT + \delta \ldots\ldots III.4$$

II.3.Les composantes de rayonnement solaire

II.3.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal [32]

Traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit des modifications qualitatives. Le spectre du rayonnement au niveau sol n'est donc pas identique à celui du rayonnement extraterrestre. Abordant l'atmosphère, le rayon incident s'affaiblit suite à l'absorption

partielle par les gaz atmosphériques, la vapeur d'eau et les aérosols aussi qu'à la diffusion moléculaire. On distingue trois composantes :

A. Le rayonnement direct :

Qu'est le rayonnement reçu directement du soleil. Sans diffusion par l'atmosphère, ces rayons sont parallèles entre eux, ils forment donc des ombres pouvant être concentrés par les miroirs.

B. Le rayonnement diffus:

Est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude d'autres partants dans toutes les directions. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et sa réflexion par les nuages, molécules d'air et poussières.

Le rayonnement solaire diffus reçu au sol est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel
- Diffus provenant du sol

Les courtes longueurs d'ondes (bleu) sont plus diffusées que des grandes longueurs d'onde, ce qui explique la couleur bleue du ciel.

Le nuage fait qu'une partie du rayonnement diffusé est renvoyée vers l'espace, c'est la réflexion diffuse, le reste est transmis jusqu'au sol, c'est la transmission diffuse.

Évidemment en cas de couverture totale du ciel par des nuages, le rayonnement direct est nul par le temps couvert. On admet que le rayonnement diffus est isotope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique dans toutes les directions de la voute céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope, on a une couronne plus brillante autours du soleil, composante appelée « Circum solaire ». Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagnes, 15 à 20% est le taux de ce rayonnement lors des belles journées.

C. Le rayonnement réfléchi :

C'est ce qu'on appelle au même titre albédo, c'est la capacité d'une surface à réfléchir la lumière notamment celle du soleil (exprimé par un chiffre compris entre 0 et 1 ; 1 s'affecte à un corps qui réfléchit totalement la lumière reçue).

D. Le rayonnement global :

Est tout simplement la somme de ses diverses contributions, comme le montre la figure III.4 ci-dessous.

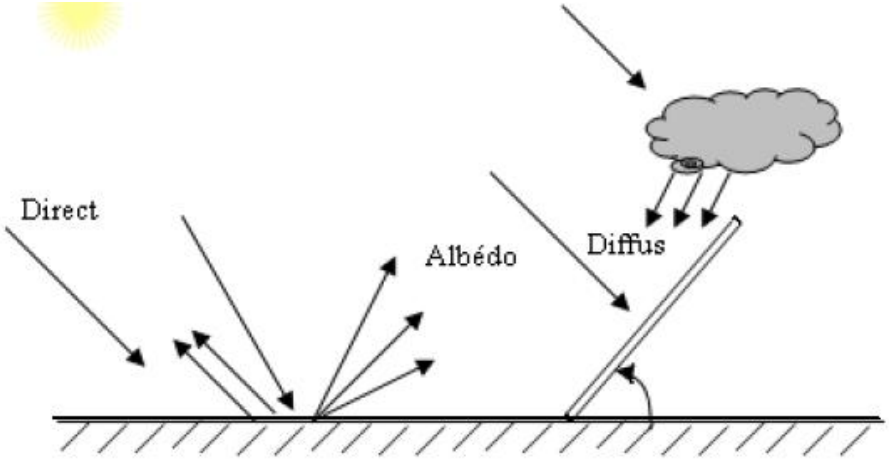


Figure III.4 : Composantes de rayonnements solaires au sol [32].

On appelle rayonnement direct normal, le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle « l'effet cosinus ».

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inferieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au soleil. En revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur vu que le plan horizontal voit une plus grande part de la voûte céleste. Cela mène les concepteurs d'alimentation solaire à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnements diffus, spécialement sur des sites géographiques qui sont très souvent à ciel couvert.

Une partie du rayonnement solaire peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique), ou d'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque là que les données de l'ensoleillement doivent être distinguées en :

- **Rayonnement cumulé :**

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est souvent basé sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière du site d'étude. Il suffit alors de disposer de 12 valeurs journalières cumulées (pour les 12 mois de l'an) dans le plan des capteurs. Plus exactement, ce que l'on utilise est le rayonnement solaire global intégré sur une journée, appelé simplement rayonnement global journalier : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct+diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en [Wh/m^2/jour]. Ces valeurs sont accumulées d'année en année, reste à réaliser des moyennes pour chaque mois de l'année.

Comme il est possible de disposer de parano-mètre dans toutes les directions, les bases de données météorologiques fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons. Parfois, seul le rayonnement horizontal est mesuré, il est possible de calculer, à l'aide de model mathématique et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une

surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu ainsi que le coefficient d'albédo.

- **Rayonnement instantané :**

Il existe bien évidement des cas où l'on a besoin de profils détaillés du rayonnement instantané pendent la journée, c'est spécialement le cas en présence d'obstacles aux voisinages des panneaux, susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures en certaine période de l'année. On a alors besoin de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée), dans le but quantifier les pertes dues à ces ombrages.

II.3.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné

- **Définition géométrique [31]:**

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut γ par rapport au sud (négative vers l'est, sens anti trigonométrique).
L'angle d'incidence α est l'angle formé entre la normale du plan et les rayons du soleil (Figure III.5). On parle souvent d'incidence normale lorsque α=0, c'est-à-dire les rayons sont perpendiculaires aux capteurs.
L'angle d'incidence s'écrit, en fonction de la position du soleil (HS, AZ) [31] :

$$\cos\alpha = \cos\beta \cdot \sin HS + \sin\beta \cdot \cos HS \cdot \cos AZ - \gamma \quad \textbf{……III.5}$$

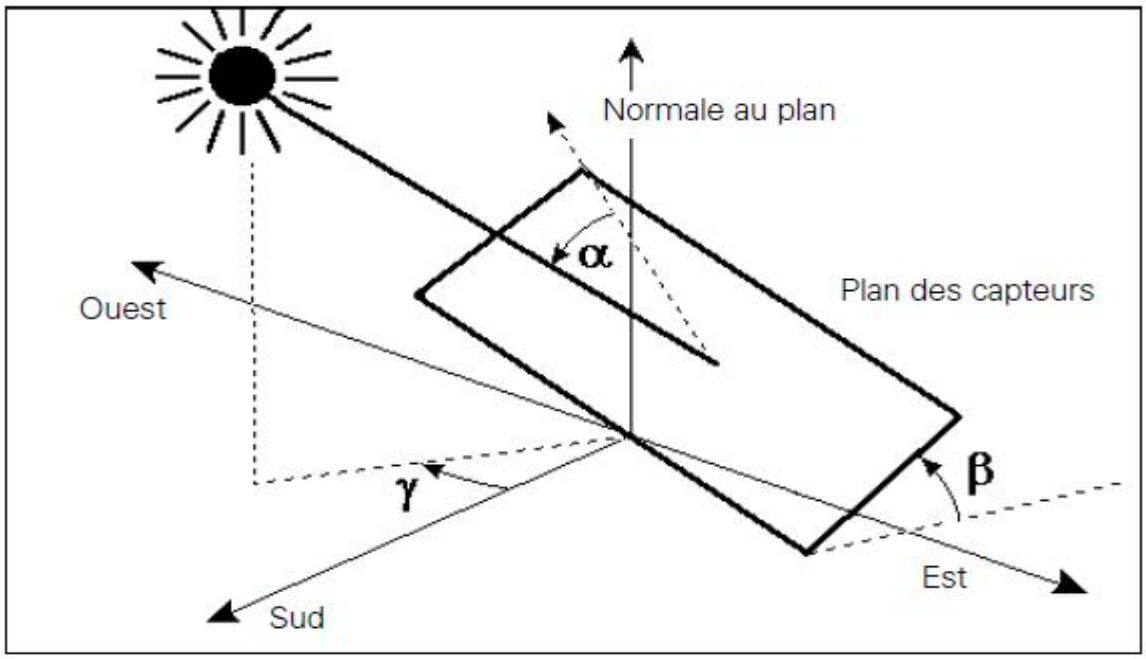


Figure III.5 : définition des angles pour un plan incliné : inclinaison β, azimut γ et l'angle d'incidence α [31].

Une surface inclinée par rapport à l'horizontale avec l'angle (ß) reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus ; et le réfléchi [39].

A. Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude (L), le flux est défini par [38]:

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos L-ß\ \cos \delta\ \cos w\ \sin L-ß\ \sin \delta}{\cos L\ \cos w\ \sin L\ \sin \delta} \ldots\ldots III.6$$

R_b : rapport de flux direct.
S_B : flux direct pour un plan horizontal.
S_H : flux direct horizontal
W : déclinaison soleil
δ : angle horaire du soleil

Alors le flux direct pour le plan incliné (ß)

$$S_B = R_b + S_H \ldots\ldots III.7$$

B. Rayonnement diffus :

Le flux à une inclinaison (ß) et à l'attitude (L) captée par une surface orientée face au (Sud -Est) est donné par le modèle suivant [38].

$$D_b = D_H = F\ i\ \frac{1+\cos ß}{2} + 1 - F\ i\ \frac{\cos\Theta\ i}{\sin h\ i} \quad \ldots\ldots III.8$$

$$F'\ i = 1 - K_T\ i\ \ 1 - \frac{S_H}{G_H} \ldots\ldots III.9$$

$$K_T\ i = \frac{\Theta_{GH}\ i}{\Theta\ i} \ldots\ldots III.10$$

Avec:

$K_T(i)$: coefficient de sérénité.
Θ(i) : angle d'incidence du rayon direct par rapport au rayon incliné

C. Rayonnement réfléchi :

La fraction du flux réfléchi par sol sur une surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal [38].

$$R_ß = \Phi_{GH}\ \zeta.\ \frac{1-\cos ß}{2} \quad \ldots\ldots III.11$$

Avec:
Φ_{GH}:flux global horizontal

ζ : Albédo du sol.

D. Rayonnement global incliné :

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes [38].

$$\Phi_{GH} = S_B + D_B + R_B \text{.....III.12}$$

On peut calculer le flux solaire par la relation suivante pour un plan incliné d'angle (ß) [38].

$$\Phi_{GB} = R.\Phi_{GH} \text{.....III.13}$$

R: rapport du flux global

$$R = \frac{\Phi_{GB}}{\Phi_{GH}} = 1 - \frac{DH}{\Phi_{GH}} R_b + \frac{DH}{\Phi_{GH}} \frac{1+\cos ß}{2} + \zeta \frac{1-\cos ß}{2} \text{ .....III.14}$$

Avec :
R_b : rapport du flux direct.

En connaissant le flux global et les composantes de flux pour un plan horizontal, on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan.

$$\Phi_G = R\Phi \text{.....III.15}$$

II.4.La masse d'air AM « Air Mass » :

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser, celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM (Figure III.6).
Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans le ciel clair est de 1000[W/m^2] et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air ″1″ (ou AM1).

Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inferieure à 1000[W/m^2].
Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1,5G :rayonnement « global » incluant rayonnement direct et rayonnement diffus.
Ou :
AM1,5D : tient compte seulement du rayonnement direct.
Le nombre 1,5 indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1,5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

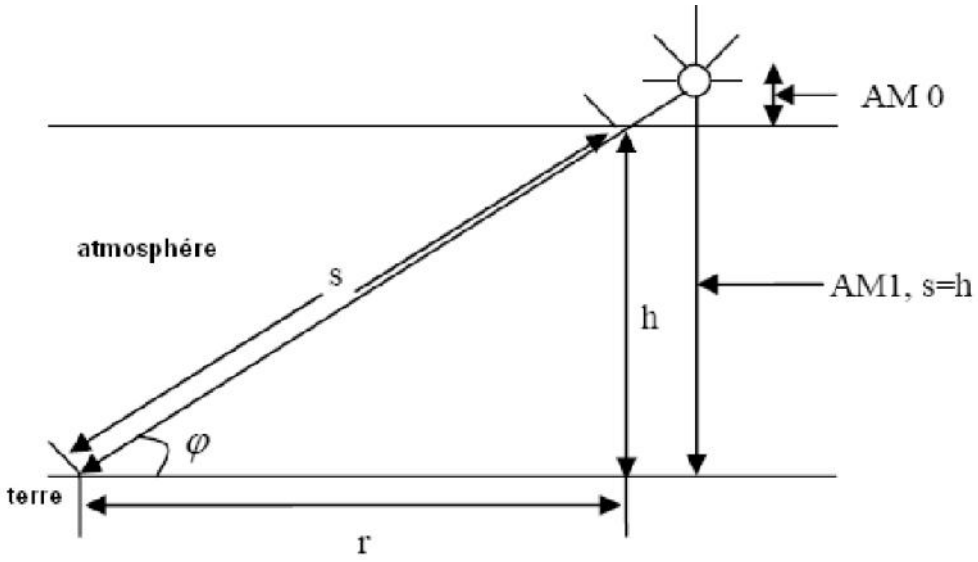


Figure III.6 : définition de l'air masse [33].

II.5. Unités utilisées

A. L'éclairement (ou irradiance) :

Est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en [W/m^2]. La SI recommande d'utiliser E (ou E_s) comme symbole, G est le plus communément utilisé dans la littérature.

B. L'irradiation (ou rayonnement) :

Est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en [$J.m^{-2}$]. L'ISES (International Solair Energy Society) recommande le symbole H. d'autres unités plus courantes sont le (Wh/m^2] bien que ce dernier ne doit pas être utilisé puisque n'appartenant pas au système SI.

II.6. Instruments de mesure

Les scientifiques et les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire les phénomènes atmosphériques, reste que le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables demeure encore le recours aux statistiques accumulées sur les années antérieures, grâce à des instruments de mesure. Certes, le climat évolue et il faut en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité.

En ce qui relève de la mesure du rayonnement des capteurs, des appareils de mesure du rayonnement peuvent être classés comme :

- *Capteurs thermiques* : ils absorbent les radiations qu'ils reçoivent et les dégradent en énergie thermique qui sera convertie sous une forme qui permet sa mesure.

- *Capteurs quantiques* : qui utilisent les quantas d'énergie radiative qu'ils absorbent, pour libérer des électrons produisant un courant électrique.

Au niveau des détecteurs, cet effet pouvant se traduire par l'apparition d'une tension (détecteur photovoltaïque), une variation du taux d'émission des électrons par une surface (détecteur photoémetteur) ou par le changement de conductivité du détecteur (détecteur photoconducteur), on distingue entre autres :

- ***L'héliographe :***

Qu'est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne la durée d'insolation ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide de dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Cet appareil n'est pas très intéressant pour le photovoltaïque, car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

- ***Le pyranomètre :***

Est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct+diffus) sur une surface donnée et sur un large spectre de 0,3 à 3 [µm] de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptante angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).

Il peut également mesurer la part diffuse du rayonnement, on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

Il existe d'autres instruments comme ***le pyrhéliomètre***.

II.7. Ombrage:

Nous distinguons deux types d'ombrages :

- L'ombrage lointain qui correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon. On peut supposer qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois (fonctionnement en « tout ou rien ») ;
- L'ombrage proche : les obstacles proches portent des ombrages seulement sur une partie du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et de son environnement en 3 dimensions.

En valeurs horaires, les ombrages lointains, ou effets d'horizon, sont relativement simples à traiter si on suppose que le diffus n'est pas trop affecté. Il suffit alors d'annuler la contribution du rayonnement direct lorsque le soleil passe sous l'horizon, tous en conservant celle du diffus isotope et de l'albédo.

La courbe de l'horizon doit être relevée, sur le terrain ou éventuellement sur une carte topographique, en mesurant l'angle d'élévation de l'horizon pour différents azimuts. Ces mesures peuvent être reportées sur le diagramme de hauteur/azimut du soleil.
La figure III.7 montre un exemple de profil d'horizon typique pour un environnement montagneux, enregistrée dans PVSYST.

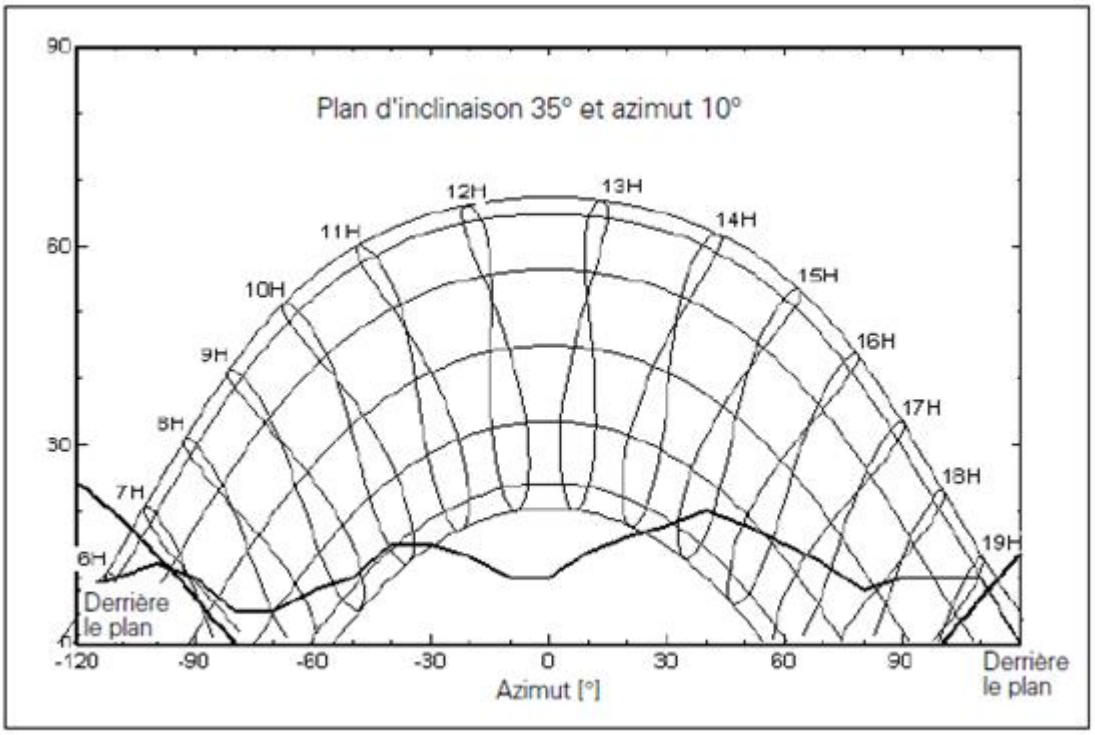


Figure III.7 : tracé de l'horizon dans le diagramme hauteur/azimut du soleil [31].

III. Centrales photovoltaïques raccordées au réseau

III.1.Principe de raccordement :

Dans les pays disposant déjà d'un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a vu le jour dans le courant des années 80. Elle consiste à compenser les différences entres la production et la consommation grâce à un échange d'énergie avec le réseau.

De cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau ce qui traduit par une diminution de la demande sur les centrales hydroélectrique, et donc par une « réserve » d'eau qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors des périodes de faibles insolations.

La mise en service de centrale photovoltaïque dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle de la distribution. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de

compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire (Figure III.8).

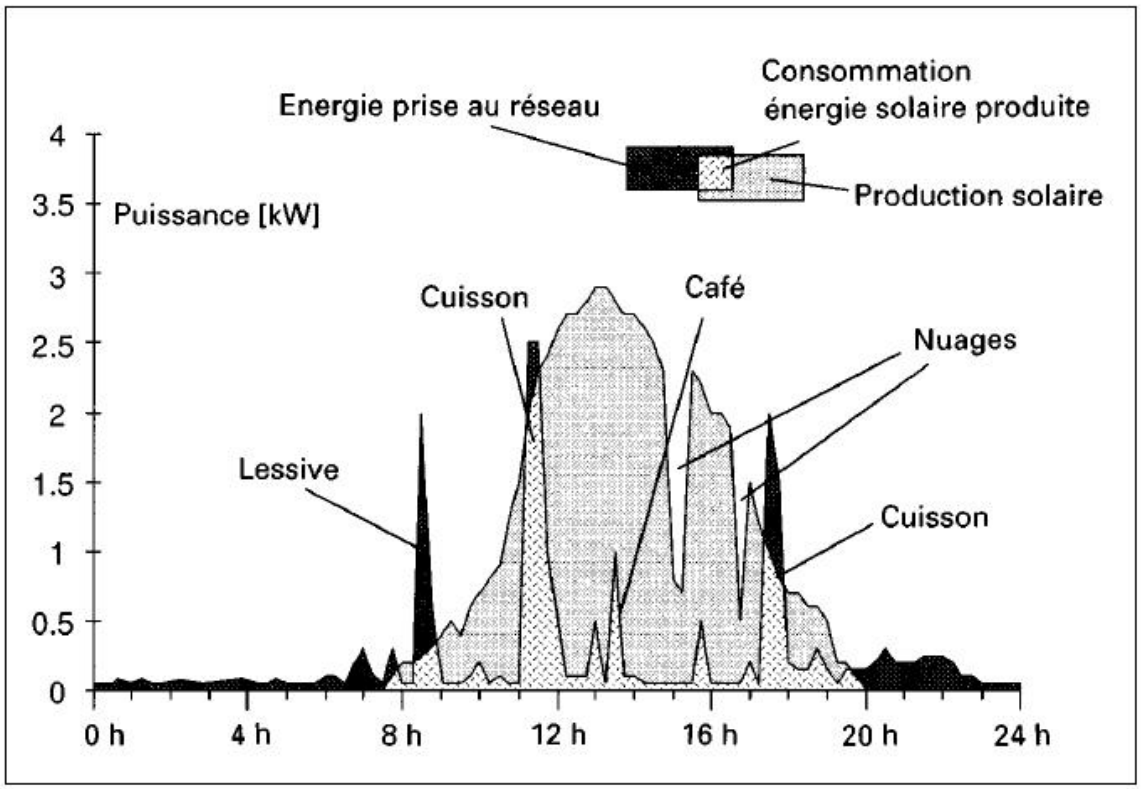


Figure III.8 : Échange d'énergie électrique [31].

Il s'ensuit que le flux du courant électrique dans les lignes de distribution n'est plus unidirectionnel et que le rapport commercial entre le distributeur et l'usager n'est plus uniquement celui de fournisseur à client.

Il est absolument nécessaire de s'assurer que les conditions de reprise du courant « solaire » souvent très favorables à un moment donné soient garanties au moins pendant la durée d'amortissement de l'installation, ce qui n'est malheureusement pas toujours le cas.

L'étude, l'engineering et la réalisation de centrales photovoltaïques raccordées au réseau demandent au bureau d'ingénieur beaucoup de qualités négociateur et de diplomatie.

Dans les cas, de plus en plus fréquents, de générateurs intégrés à la construction s'ajoute le dialogue permanent avec les architectes et avec tous les corps de métiers impliqués dans cette intégration. Il n'est pas inutile de souligner que le projet d'intégration doit être engagé dès les premiers travaux de l'architecte pour assure les meilleurs résultats.

III.2. Éléments d'une installation PV

A. Le module

Les principales caractéristiques des modules et des champs photovoltaïques ont été précisées au chapitre II.

En pratique, le projet devra définir le type de modules par ses dimensions ou par le nombre de cellules qu'il comporte. Les modules mono et poly cristallin, les plus courants sont composés de 36 cellules disposées en 3*12 ou 4*9.

Les dimensions des modules dépendent de celles des cellules ; de l'ordre de 100*100 mm^2, avec une tendance vers des cellules plus grandes pour les polycristallins. Avec l'augmentation de la dimension des centrales photovoltaïques, les constructeurs proposent maintenant des modules composés de plus de cellules, souvent 72 cellules, soit l'équivalant d'un module double.

Les grands modules pour l'intégration, qui sont en quelque sorte des éléments de construction, sont adaptés à leur fonction et sont souvent confectionnés en fonction du projet.

Habituellement toutes les cellules sont connectées en série, mais l'on commence à trouver aussi des modules avec câblages série/parallèle, plus particulièrement dans les modules « sur mesure ».

Un module photovoltaïque peut être encadré par un profil métallique ou non, selon le type d'utilisation ou de fixation prévue. A ce propos, il faut souligner que le cadre renforce la rigidité et quelque fois améliore l'étanchéité du laminât ; en conséquence, il est important de s'assurer de l'étanchéité et de la rigidité des modules sans cadres.

Le module est l'élément producteur dont dépendront la puissance et l'énergie fournie par la centrale photovoltaïque. Il importe de bien s'assurer de la validité des indications du fournisseur qui vont servir de base au dimensionnement.

B. Câblages de champ

La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque.

Le raccordement des modules représente des milliers de boîtiers de connexion dont la fiabilité est primordiale, en outre la commodité de montage n'est pas à négliger.

La plupart des modules courants ont des borniers avec serrage à vis qui devraient être contrôlés régulièrement, mais la tendance à utiliser des connecteurs embrochables apparaît, surtout pour les modèles destinés à l'intégration. On commence à trouver également des boîtiers avec borniers avec contacts à ressort.

Le câblage du champ proprement dit est déterminé d'une part par les critères de mise en série et en parallèle des modules et d'autre part par la disposition géométrique des éléments, lesquels sont souvent préassemblés et précâblés par groupes.

La perte d'énergie est proportionnelle au carré du courant, ce qui justifie dans les installations importantes de travailler à des tensions plus élevées.

Les diodes de chaînes en série entraînent des chutes de tension de l'ordre de 0.5 V pour les diodes Schottky et 1.1 V pour les autres, ce qui engendre des pertes de puissance proportionnelles au courant des chaînes.

Les résistances de contact dans les borniers et dans les contacteurs entraînent également des pertes qui ne sont pas négligeables. Les résistances de passage peuvent atteindre 30 à 100 mΩ dans les borniers et 15 à 50 mΩ dans les disjoncteurs. Ces pertes se traduisent par l'échauffement des contacts.

Les protections contre les surtensions avec des varistors ne conduisent normalement que peu de courant, mais avec le vieillissement les courants de fuite peuvent augmenter et sont difficilement mesurables.

Le câble du champ n'est normalement pas réalisé sous tube (sauf pour la protection mécanique des passages sur sol) et les câbles doivent être résistants aux UV et comporter une double isolation. Il existe sur le marché des câbles spécialement fabriqués pour les installations photovoltaïques.

Les coffrets de raccordement (Figure III.9) contiennent normalement les borniers séparés, positifs et négatifs, des arrivées de tous les câbles provenant des chaînes de modules en série. Ils contiennent également les diodes anti-retour et les dispositifs de protections. Il faut rappeler que les fusibles ne protègent pas les circuits PV, du fait que le courant de court-circuit peut être plus faible que le courant normal. Un interrupteur DC n'est pas obligatoire à ce niveau s'il existe à l'entrée de l'onduleur, mais il peut s'avérer fort utile pour isoler des éléments du champ photovoltaïque pendant le montage ou des travaux sur le bâtiment.

Un champ photovoltaïque peut comporter plusieurs coffrets disposés de façons à diminuer les longueurs de câbles et à optimiser les sections.

Les coffrets doivent répondre aux exigences d'étanchéité, ils doivent être largement dimensionnés pour permettre un câblage propre et bien accessible, et construits en matière ininflammable, si possible en métal.

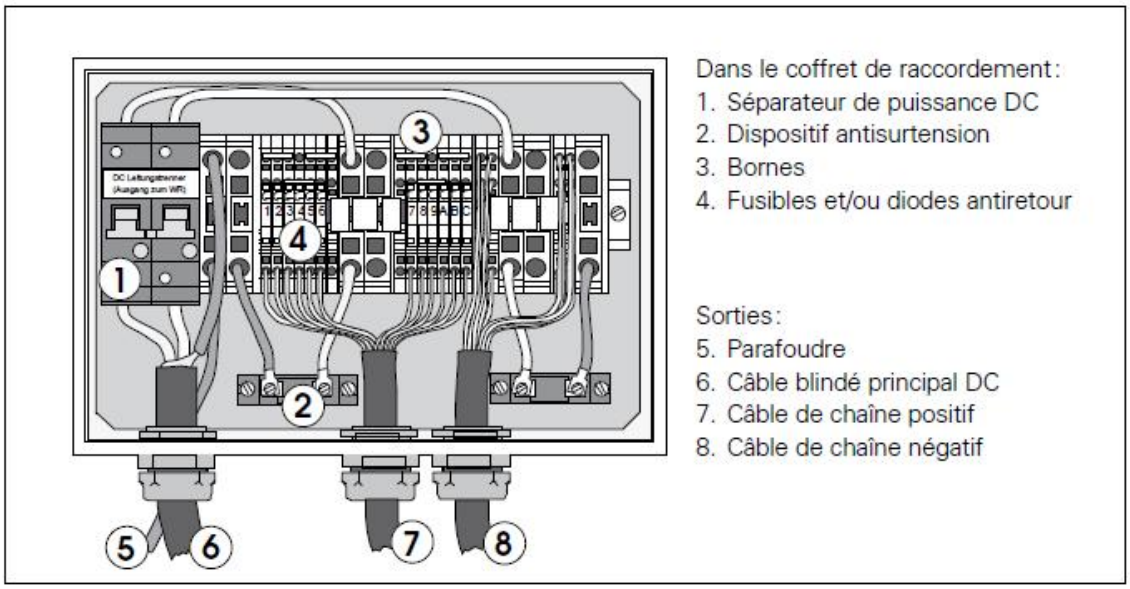

Dans le coffret de raccordement :
1. Séparateur de puissance DC
2. Dispositif antisurtension
3. Bornes
4. Fusibles et/ou diodes antiretour
Sorties :
5. Parafoudre
6. Câble blindé principal DC
7. Câble de chaîne positif
8. Câble de chaîne négatif

Figure III.9 : coffret de raccordement **[31].**

C. Câblage de liaison

Les coffrets de raccordement, situés à proximité des capteurs, sont reliés au coffret de l'armoire d'entrée de l'onduleur par des câbles blindés, ou sous tubes métalliques.

La liaison sera conduite par le plus court chemin et la pénétration dans le bâtiment ne devra pas compromettre l'étanchéité de l'enveloppe.

Dans la mesure du possible le local pour le montage de l'onduleur sera choisi le plus près possible du champ photovoltaïque.

Certains onduleurs sont livrés dans les armoires étanches, ce qui permet leur montage extérieur, à proximité immédiate des générateurs. Cet avantage est appréciable dans le cas de montage sur toit plat, ou en terrain, mais il est rarement applicable dans les cas d'intégration architecturale des modules. Ici encore, le choix des sections de câble devra garantir une perte maximale de puissance de l'ordre de 1%.

D. Contacteur côté courant continu (DC)

La plupart des onduleurs, tels que décrits dans le chapitre précédent, sont équipés de tous les dispositifs nécessaires pour assurer la sécurité de fonctionnement et la protection des personnes et du matériel.

Il peut toute fois être nécessaire, ou pratique, de grouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection anti-surtensions.

Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge. Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du courant continu à la tension nominale. Il ne doit pas être utilisé nominalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.

E. Onduleur

Le local de l'onduleur doit être bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation.

F. Contacteur côté courant alternatif (AC)

Même si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur.

G. Injection-comptage

L'injection dans le réseau s'effectue à travers un tableau de distribution faisant partie de l'installation.

Pour choisir le point d'injection, il faut se rappeler que la centrale photovoltaïque produit un courant de puissance variable, dont le maximum dépend de la puissance installée et des conditions météorologiques. Cette puissance doit pouvoir être absorbée sans pertes par les consommateurs présents au point d'injection ne comportant pas de dispositif particulier, à l'exception d'un sectionneur AC et d'une mise en garde relative à la nature particulière de la ligne. Le tableau au point d'injection comporte également les dispositifs de comptage.

III.3.Les pertes dans le système PV [34] :

A. Pertes dues à l'ombre

Les ombres portées par le voisinage proche et lointain peuvent influencer de manière non négligeable la productivité de l'ensemble du système photovoltaïque. Lors de la conception du système, il est indispensable que l'installateur identifie précisément les zones d'ombrages pour déterminer la dimension et la configuration optimale.
Selon la technologie, l'impact d'une même ombre sera plus ou moins pénalisant. Certaines d'entres elles sont mieux adaptées aux configurations avec ombrage.

L'ombrage peut également être dû aux conditions météo. Par exemple, l'accumulation de neige dans le bas d'un module peut réduire sa production assez fortement. Heureusement, ces cas-là n'arrivent qu'en hiver lorsque la production potentielle est la plus faible.

B. Pertes dues à la température

L'efficacité du module et de l'onduleur est inversement proportionnelle à la température de ce même module. En fonction de la technologie utilisée, les pertes d'efficacité

seront plus ou moins importantes (Figure III.10). Par exemple, la technologie amorphe (a-Si) présente un coefficient de température moindre que la technologie cristalline (c-Si).

Si les modules sont superposés à la toiture, une ventilation naturelle viendra refroidir les modules photovoltaïques. Dans le cas d'un système intégré, cette ventilation sera plus difficile et les pertes occasionnées par l'augmentation de la température seront plus importantes. Ces augmentations de température influencent la tension d'entrée de l'onduleur et par conséquent la productivité et le rendement de l'onduleur.

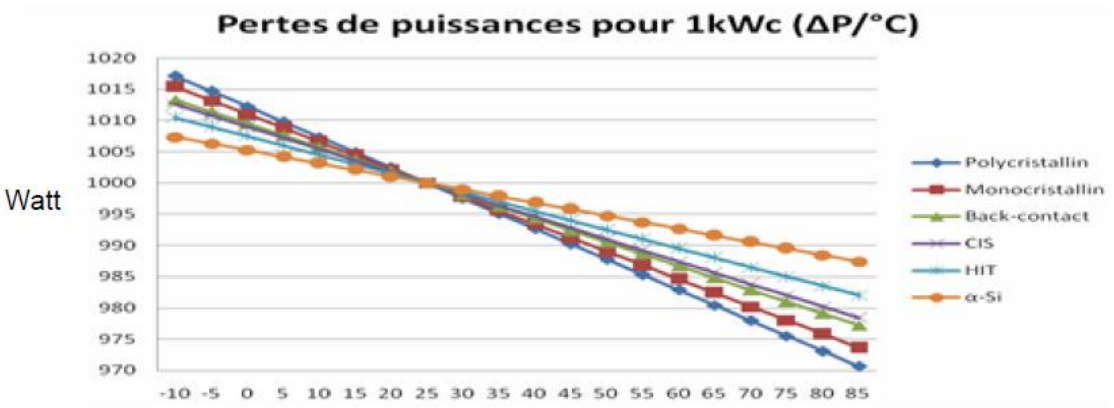


Figure : III.10 Pertes dues à la température pour différentes technologies **[34].**

C. Pertes dues à l'onduleur

- **Influence de l'ensoleillement :**

Si l'irradiation des modules n'est pas suffisante (début ou fin de journée, neige, ciel gris, …) l'onduleur reste en attente de meilleurs conditions pour commencer à produire de l'électricité solaire. La consommation interne de l'onduleur (de l'ordre de 5W) doit en effet être atteinte pour que le système soit productif. L'onduleur redémarrera automatiquement dès que les conditions extérieures redeviendront favorables.

- **Influence de la température :**

L'onduleur doit être installé dans un endroit sec et ventilé. Son efficacité, telle que décrite dans la fiche technique, n'est assurée que dans le cas d'une installation conforme au manuel d'installation. Un dégagement d'une vingtaine de cm est généralement nécessaire pour assurer le dégagement de chaleur, en particulier du côté des grilles de ventilation (entrée et sorties).

Dans des conditions de températures élevées (grenier non isolé), son rendement diminuera et sa durée de vie risque également de diminuer.

D. Pertes ohmiques (câblage CC)

En pratique, un système de qualité est dimensionné pour limiter les pertes ohmiques dans le câblage Courant Continu (CC) à une chute de tension de maximum 2% entre les modules et l'onduleur. Si la chute de tension est supérieure à 2% (par exemple due à une longueur de câble trop importante), il faudra augmenter la section du câblage CC pour éviter l'échauffement des câbles.

E. Pertes dues au réseau d'alimentation public

Statistiquement, le réseau électrique est assez souvent la cause d'une baisse de production d'un système photovoltaïque. Il y a plusieurs causes possibles :
• La tension du réseau est trop élevée (> 245 V) ou trop fluctuante ;
• Des écarts d'impédance trop grands ;
• Des écarts de fréquence du réseau trop grands par rapport à la valeur standard.

Ces différentes causes vont provoquer des arrêts temporaires de l'onduleur et donc une perte de production.

IV. Dimensionnement d'une centrale PV

Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie. Une installation d'un système PV nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïques nécessaires, la quantité de batteries (en cas d'une installation autonome), le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

IV.1. Présentation de logiciel de simulation PVSYST

PVsyst est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.

A. Gestion d'un projet (système raccordé au réseau) :

Pour un projet donné (définissant site et météo), on peut construire plusieurs variations de notre système (Figure III.11).

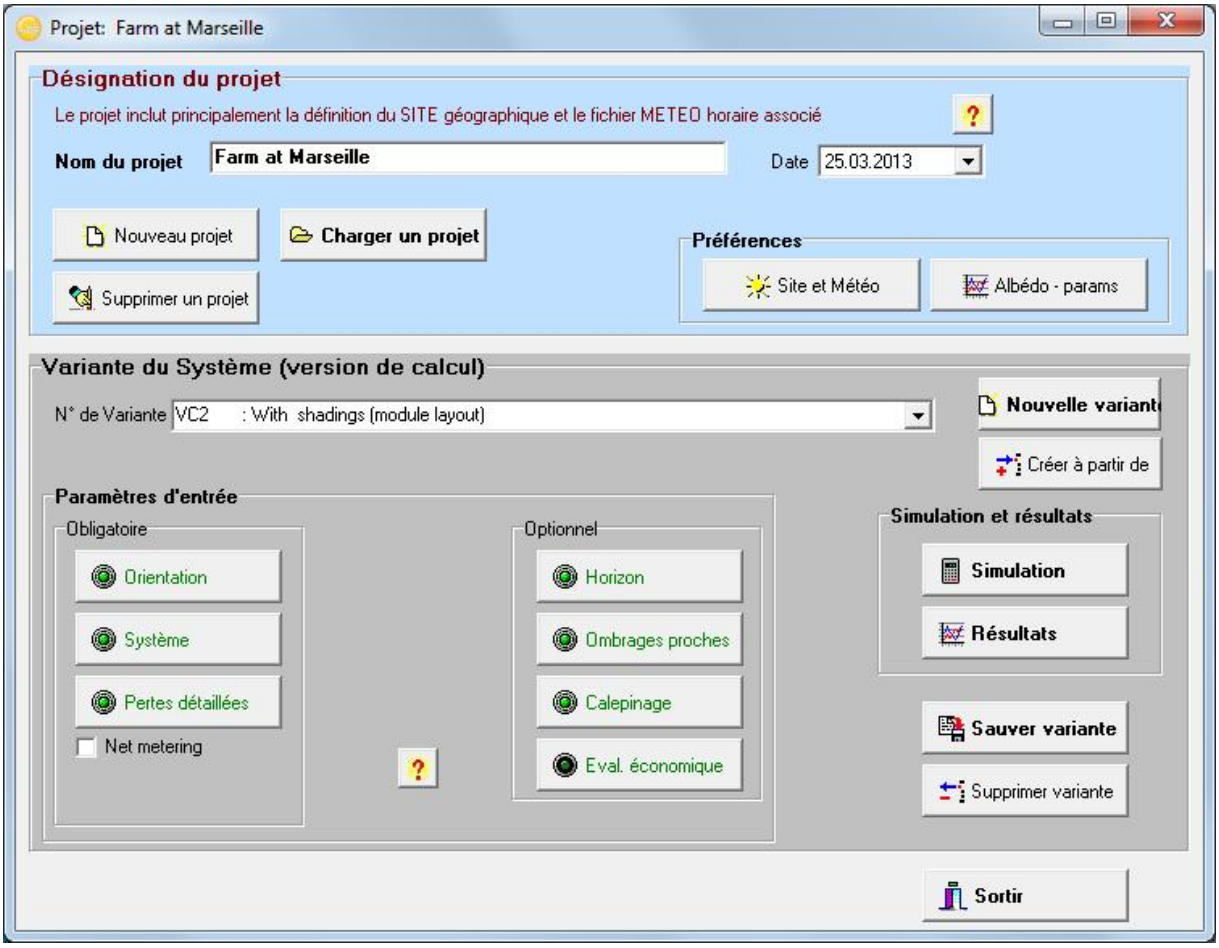


Figure : III.11. Désignation du projet dans PVSYST

B. Conception/dimensionnement du système :

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple (Figure III.12):

- Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible ;
- Choisir les modules PV dans la base de données interne ;
- Choisir l'onduleur dans la base de données interne.

et PVsyst propose une configuration de système, qui permet de réaliser une première simulation/évaluation.

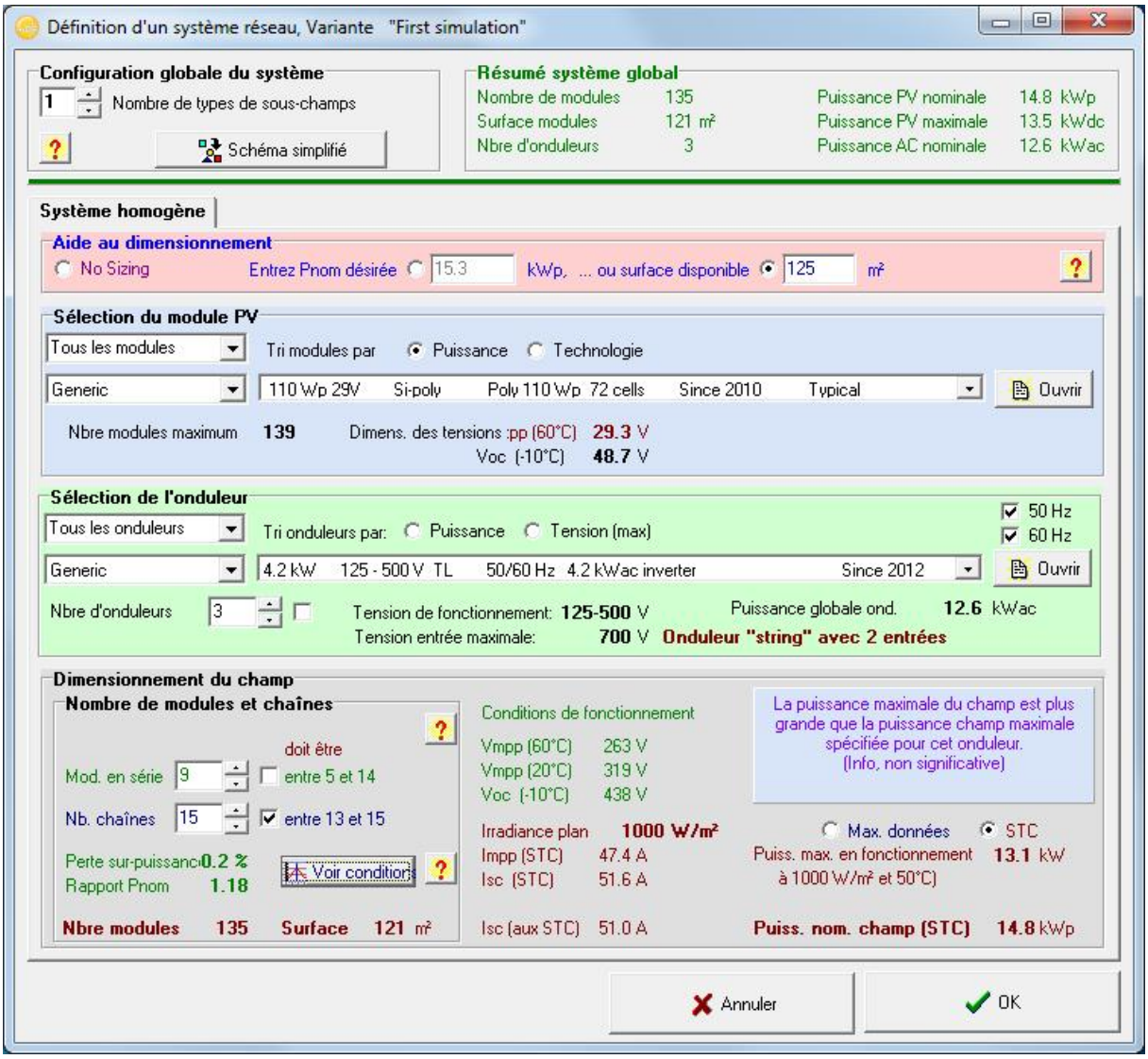

Définition d'un système réseau, Variante "First simulation"
Configuration globale du système
Nombre de types de sous-champs
Schéma simplifié
Résumé système global
Nombre de modules 135
Surface modules 121 m²
Nbre d'onduleurs 3
Puissance PV nominale 14.8 kWp
Puissance PV maximale 13.5 kWdc
Puissance AC nominale 12.6 kWac
Système homogène
Aide au dimensionnement
No Sizing
Entrez Pnom désirée 15.3 kWp, ... ou surface disponible 125 m²
Sélection du module PV
Tous les modules
Tri modules par Puissance Technologie
Generic
110 Wp 29V Si-poly Poly 110 Wp 72 cells Since 2010 Typical
Ouvrir
Nbre modules maximum 139
Dimens. des tensions :pp (60°C) 29.3 V
Voc (-10°C) 48.7 V
Sélection de l'onduleur
Tous les onduleurs
Tri onduleurs par: Puissance Tension (max)
50 Hz
60 Hz
Generic
4.2 kW 125 - 500 V TL 50/60 Hz 4.2 kWac inverter Since 2012
Ouvrir
Nbre d'onduleurs 3
Tension de fonctionnement: 125-500 V
Puissance globale ond. 12.6 kWac
Tension entrée maximale: 700 V
Onduleur "string" avec 2 entrées
Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaînes
doit être
Mod. en série 9
entre 5 et 14
Nb. chaînes 15
entre 13 et 15
Perte sur-puissanc 0.2 %
Rapport Pnom 1.18
Voir condition
Nbre modules 135 Surface 121 m²
Conditions de fonctionnement
Vmpp (60°C) 263 V
Vmpp (20°C) 319 V
Voc (-10°C) 438 V
Irradiance plan 1000 W/m²
Impp (STC) 47.4 A
Isc (STC) 51.6 A
Isc (aux STC) 51.0 A
La puissance maximale du champ est plus grande que la puissance champ maximale spécifiée pour cet onduleur.
(Info, non significative)
Max. données STC
Puiss. max. en fonctionnement 13.1 kW
à 1000 W/m² et 50°C)
Puiss. nom. champ (STC) 14.8 kWp
Annuler
OK

Figure : III.12 Configuration du système dans PVSYST.

C. Dimensionnement de système : outil visuel

Un outil spécifique rassemble toutes les contraintes pour le dimensionnement du système (Figure III.13):

- Pour le nombre de modules en série: le diagramme supérieur montre la courbe I/V du champ PV (été/hiver), et les contraintes de tension (y compris courants et puissance) de l'onduleur.
- Pour le dimensionnement de l'onduleur: le second graphique montre la distribution annuelle de puissance MPP du champ et la puissance effective de l'onduleur
- Le dimensionnement optimal de l'onduleur est basé sur la perte de surcharge acceptable sur une année. Il conduit habituellement à sur-dimensionner le rapport de puissance nominale champ/onduleur, de l'ordre de 1.25.

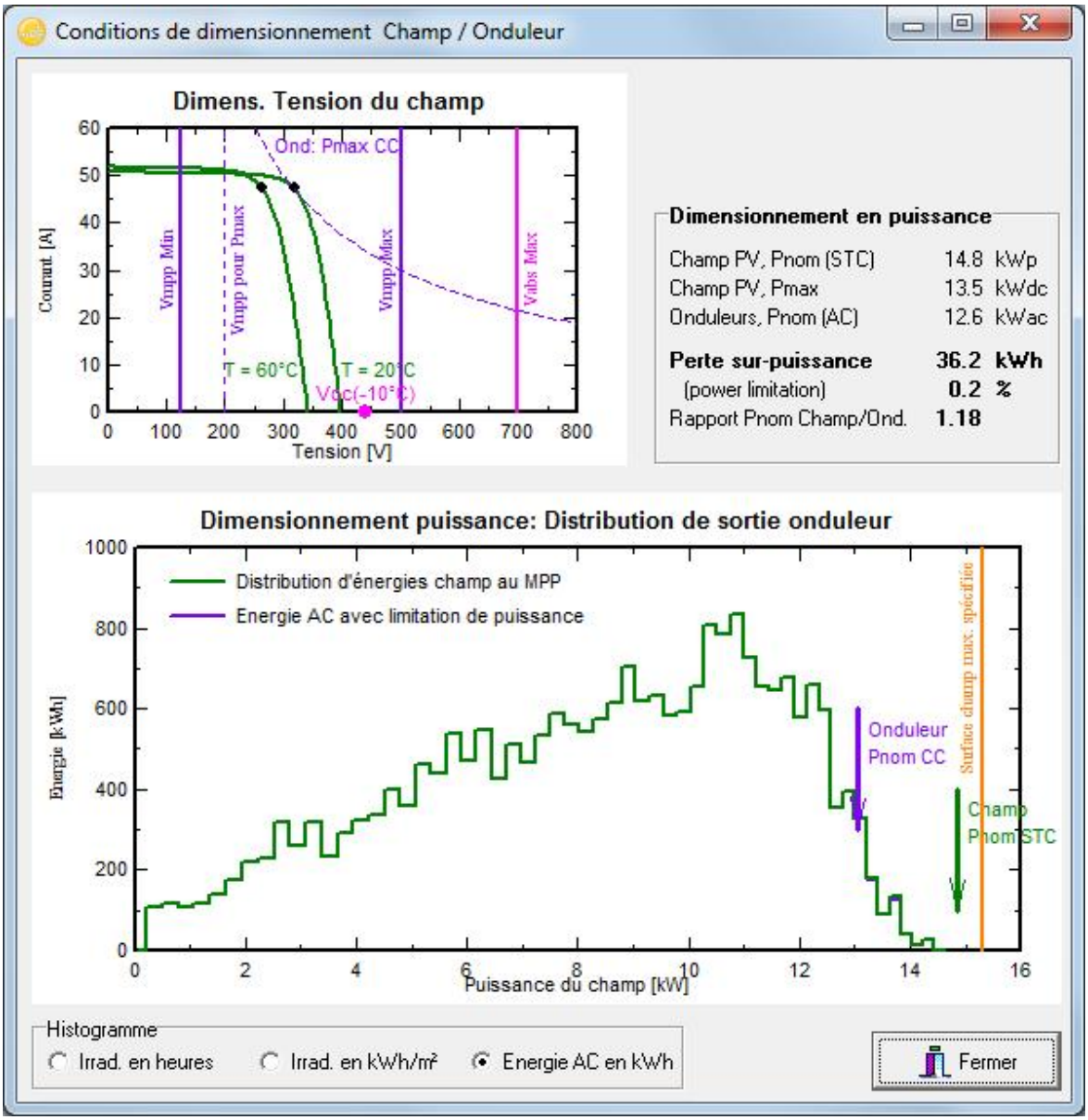


Figure : III.13 Conditions de dimensionnement champ/onduleur dans PVSYST.

Après un bon dimensionnement du système, on peut définir différentes pertes comme les ombrages lointains et proches, en utilisant un éditeur 3D complet, pour la définition de l'environnement et des conditions d'ombrages proches.

Des outils spécialisés sont également fournis pour l'évaluation des pertes de câblage, et de pertes telles que la qualité des modules, l'inadéquation entre les modules, les salissures, les comportements thermiques selon le mode de montage, la non-disponibilité du système,…etc

*D. **Simulation et rapport***

La simulation calcule la distribution des énergies tout au long de l'année. Un rapport complet avec tous les paramètres impliqués et les résultats principaux, est conçu pour être directement transmis à l'utilisateur.

E. Principaux résultats

1. La production d'énergie totale (MWh/an) est essentielle pour évaluer la rentabilité du système PV.
2. L'indice de performance (PR[%]) décrit la qualité du système lui-même.
3. L'énergie spécifique [kWh/kWp] est un indicateur de la productivité du système, selon l'irradiation disponible (localisation et orientation).
4. Le diagramme des pertes (Figure III.14) : Le diagramme des pertes montre les énergies à différents niveaux du système, avec une évaluation des pertes à chaque stade.

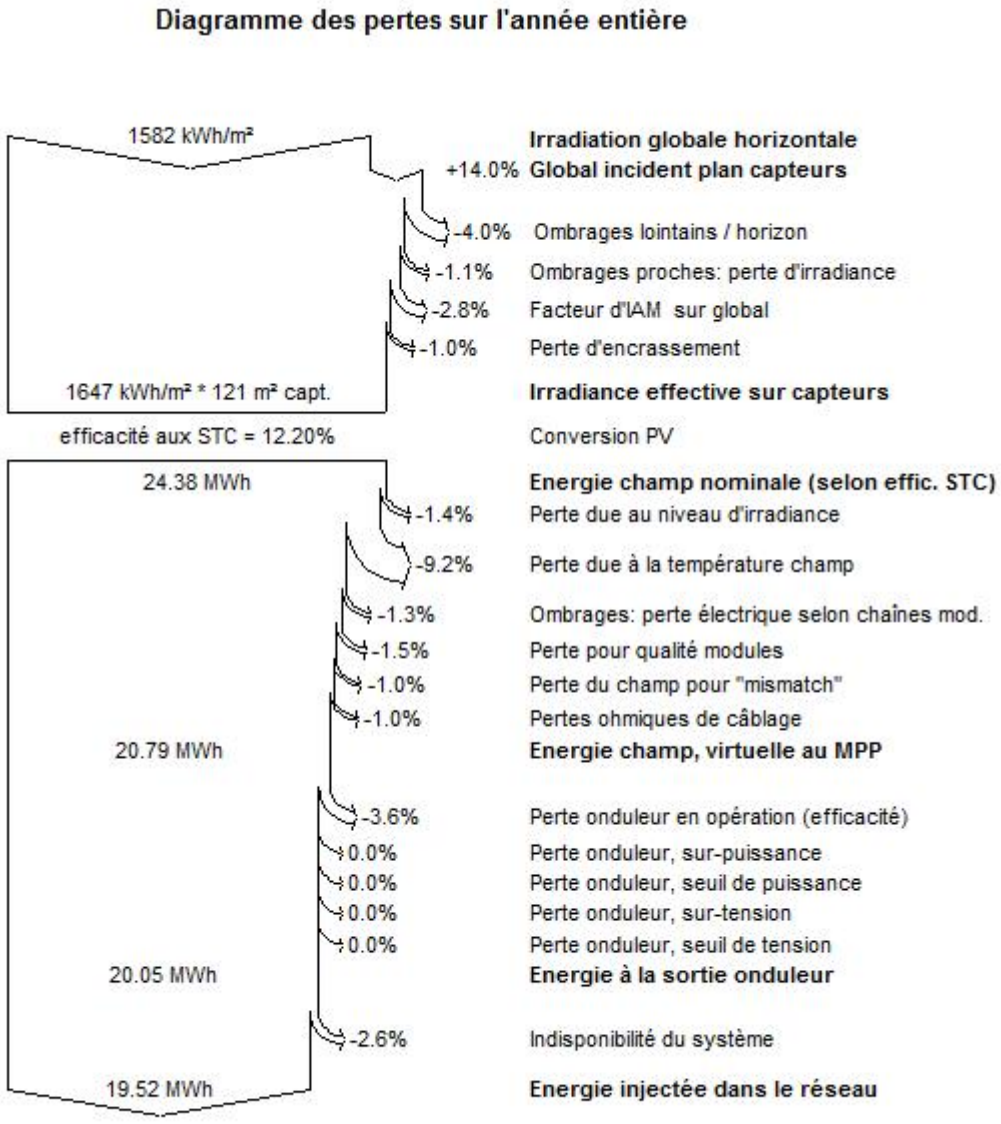


Figure III.14. Diagramme de pertes

IV.2. Définition d'un champ photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un générateur électrique de courant continu. Autrement dit, c'est un appareil qui crée de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière du soleil. Il ne faut pas le confondre avec le panneau solaire thermique, dont le rôle est de produire de la chaleur (pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire par exemple). Ce sont deux technologies complètement différentes utilisant la même source d'énergie.

Le module est composé d'un cadre rigide (le plus souvent en aluminium) permettant la fixation, et d'une vitre transparente en verre trempé sur le dessus. A l'intérieur se trouve un nombre variable de cellules photovoltaïques connectées électriquement (série et parallèle). En réalité, ce sont elles qui génèrent l'électricité. On les regroupe à l'intérieur du module afin de cumuler leur puissance et de les rendre plus résistantes à l'environnement extérieur. La taille du module varie en fonction du nombre de cellules qu'il contient. De forme rectangulaire et de faible épaisseur (5cm), ses dimensions sont d'environ un mètre de large pour une longueur comprise entre 1,5 et 2m. Leur poids est de 15 à 20 kg. On trouve cependant des modules de plus petite taille pour des applications spécifiques nécessitant de faibles puissances (relais de télécommunication, borne de signalisation, ...) [23].

IV.2.1 Dimensionnement d'un champ PV [27]

➢ Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité.

➢ Estimation de la puissance crête de la centrale photovoltaïque

La puissance crête de la centrale photovoltaïque installée dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [36].

$$Pc = \frac{Ec}{K.Ir} \qquad \text{IV.1}$$

Pc : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

Ir : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m-2.jour-1).

Ec : Energie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur. Ce coefficient tient compte :

-De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison ;

-Du point de fonctionnement des modules ;

-Du rendement moyen de la batterie (90%) ;

-Du rendement de régulateur (95%) ;

-Des pertes dans les câbles de connexion pour les systèmes avec batterie.

K est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans des calculs du système avec batterie est k=0,65 [37].

IV.3.Définition d'un système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi « balance of system » ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser ces modules, câblage, la batterie en cas de stockage, son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif.

V. Coût de l'installation d'une centrale photovoltaïque

Le coût global de l'installation d'une centrale PV (qui n'est pas raccordée au réseau) est donné par la relation suivante [47], [48] :

$$C_T = AP_C + BC_S + C_{T0} \ldots\ldots \text{III.16}$$

Avec :
A : Coût du watt crête photovoltaïque (1200 DA)
P_C : puissance crête du champ PV
B : Coût du Kwh de la batterie (4000 DA)
C_S : Capacité de stockage de la batterie (Kwh)
C_{T0} : La somme des coûts de tous les autres systèmes.

VI. Conclusion :

Les installations photovoltaïques doivent être dimensionnées pour qu'elles puissent fournir de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, ce qui nous permet d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques. Dans ce chapitre nous avons décrit les éléments d'une installation PV. Nous avons aussi présenté les étapes de dimensionnement d'une centrale PV avec le logiciel PVSYST.

Les résultats de simulation d'une centrale de puissance 1MW interconnectée au réseau, sont regroupés et interprétés dans le chapitre suivant.

I. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de simulation d'une centrale PV de puissance 1 MW interconnectée au réseau, en utilisant une technologie de modules au silicium monocristallin [49]. Les résultats de simulation sont ensuite interprétés.

II. Site d'implantation :

Pour la simulation de notre projet de la centrale photovoltaïque, nous avons choisi le site d'Alger où les données géographiques et météorologiques sont inclues dans le logiciel PVSYST.

II.1 Données géographiques:

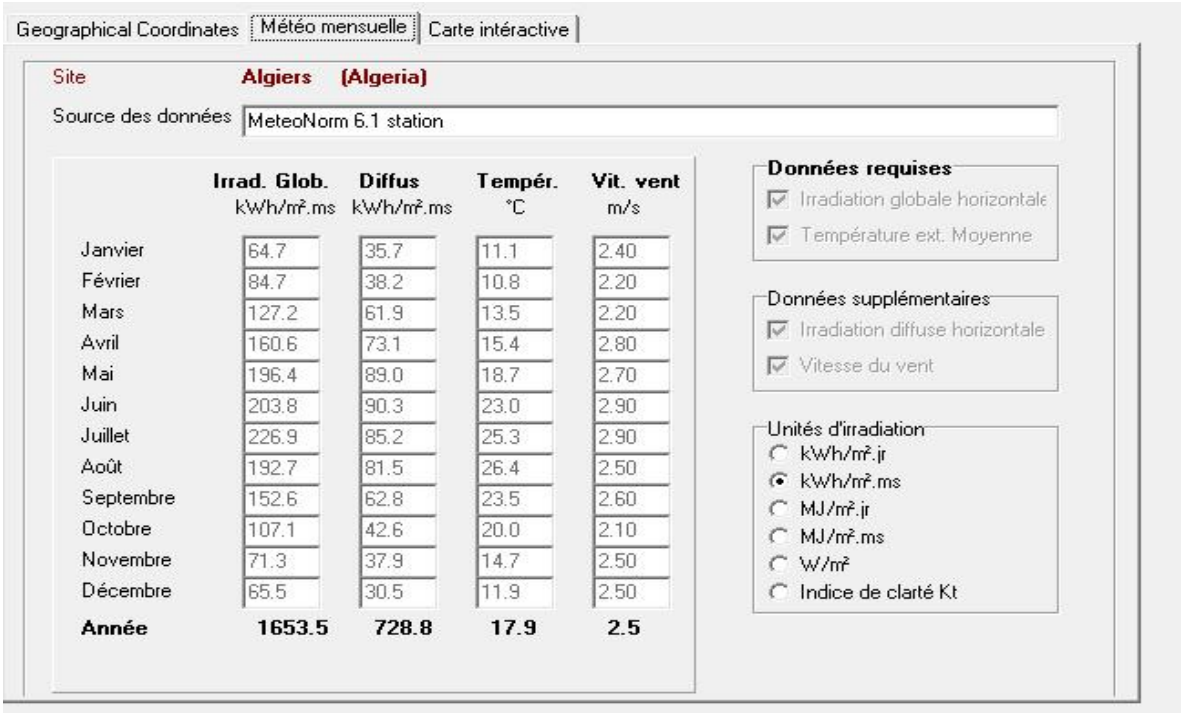
Le tableau 1 présente les données géographiques du site d'Alger.

Caractéristiques / site	**Latitude [°]**	**Altitude [m]**	**Longitude [°]**
Alger	36.72 Nord	22	3.25 Est

Tableau 1: données géographiques du site d'Alger.

II.2 Données météorologiques :

Le tableau 2 résume les caractéristiques climatiques du site d'Alger.



	Irrad. Glob. kWh/m².ms	Diffus kWh/m².ms	Tempér. °C	Vit. vent m/s
Janvier	64.7	35.7	11.1	2.40
Février	84.7	38.2	10.8	2.20
Mars	127.2	61.9	13.5	2.20
Avril	160.6	73.1	15.4	2.80
Mai	196.4	89.0	18.7	2.70
Juin	203.8	90.3	23.0	2.90
Juillet	226.9	85.2	25.3	2.90
Août	192.7	81.5	26.4	2.50
Septembre	152.6	62.8	23.5	2.60
Octobre	107.1	42.6	20.0	2.10
Novembre	71.3	37.9	14.7	2.50
Décembre	65.5	30.5	11.9	2.50
Année	**1653.5**	**728.8**	**17.9**	**2.5**

Tableau 2. Données météorologiques du site d'Alger.

II.3. Trajectoire du soleil :

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure IV.1 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Alger au cours d'une année.

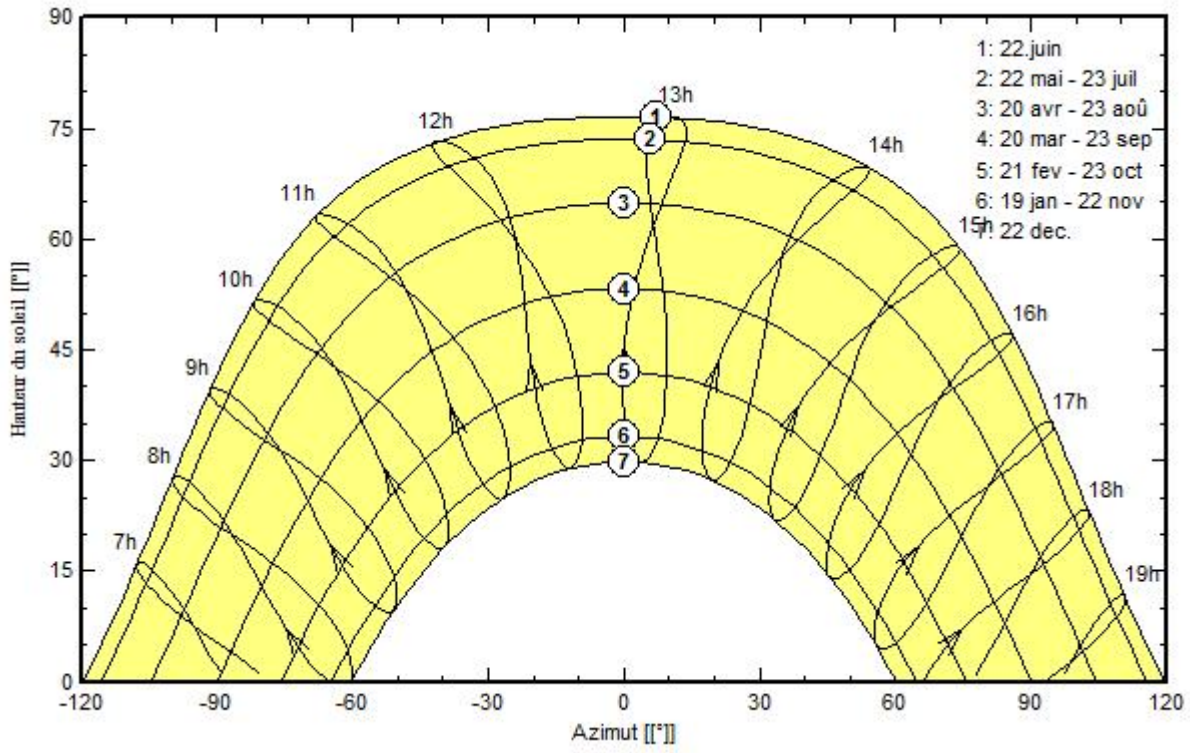


Figure IV.1: trajectoire du soleil à Alger (Lat.36.7 N, long. 3.3° E, alt. 22m).

II.4 Simulation d'une centrale PV de puissance 1 MW avec le logiciel PVSYST

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,…etc) ;
- La disposition détaillé du champ de capteurs (orientation, mode de montage,…etc) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du KWh résultant.

II.4.1 Orientation des modules PV :

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Pour la simulation en technologie de silicium monocristallin, nous avons choisi un plan incliné fixe d'une inclinaison 30° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure IV.2, 30° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

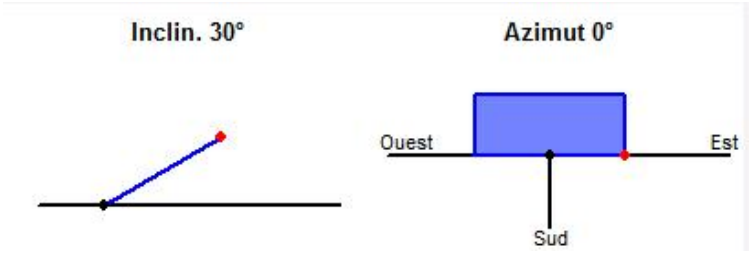


Figure IV.2: positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).

II.4.2 Schéma de la centrale PV :

La figure IV.3 représente le schéma de la centrale PV raccordée au réseau prise en compte dans la simulation.

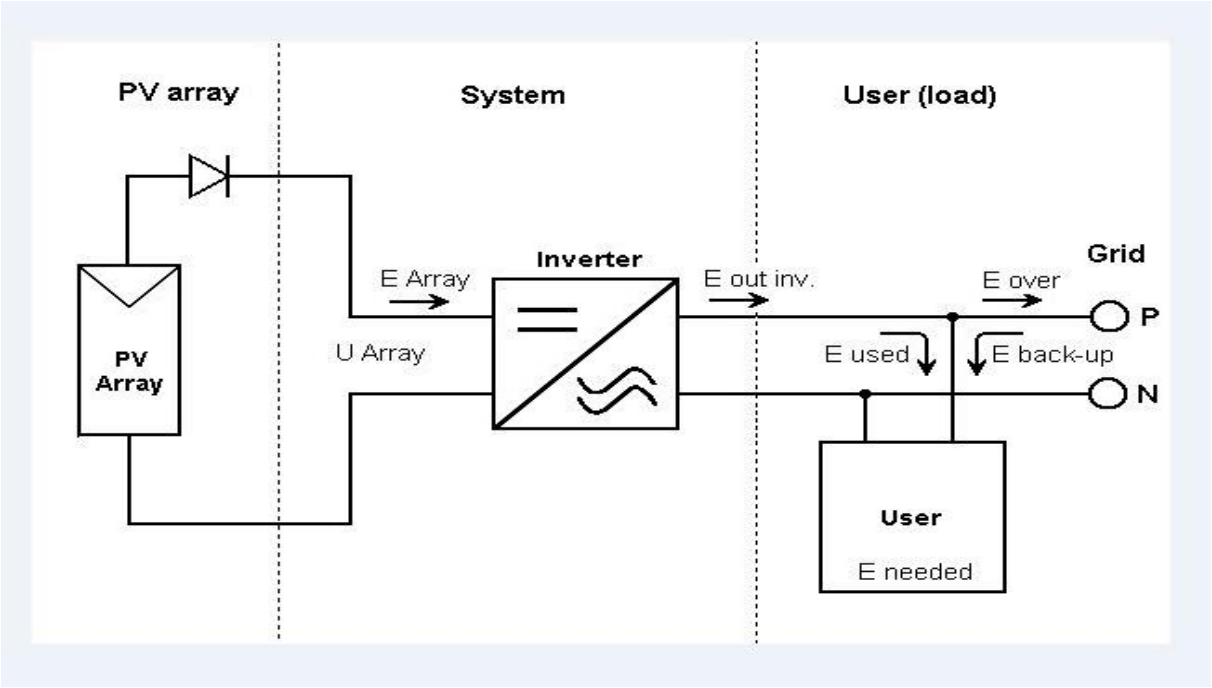


Figure IV.3: schéma simplifié d'une centrale PV raccordée au réseau (PVSYST).

III. Paramètres de simulation :

III.1 Caractéristiques du module PV (Annexe A) ;

Model: LG 250 S1C-G3;
Fabricant: LG Electronics;
Technologie : silicium monocristallin ;
Puissance : P = 250 Wp ;
Tension : U_n = 25 V.

Rendement : Surf. cellules 17.44% ; Surf. modules 15.25% ; (figure IV.4).

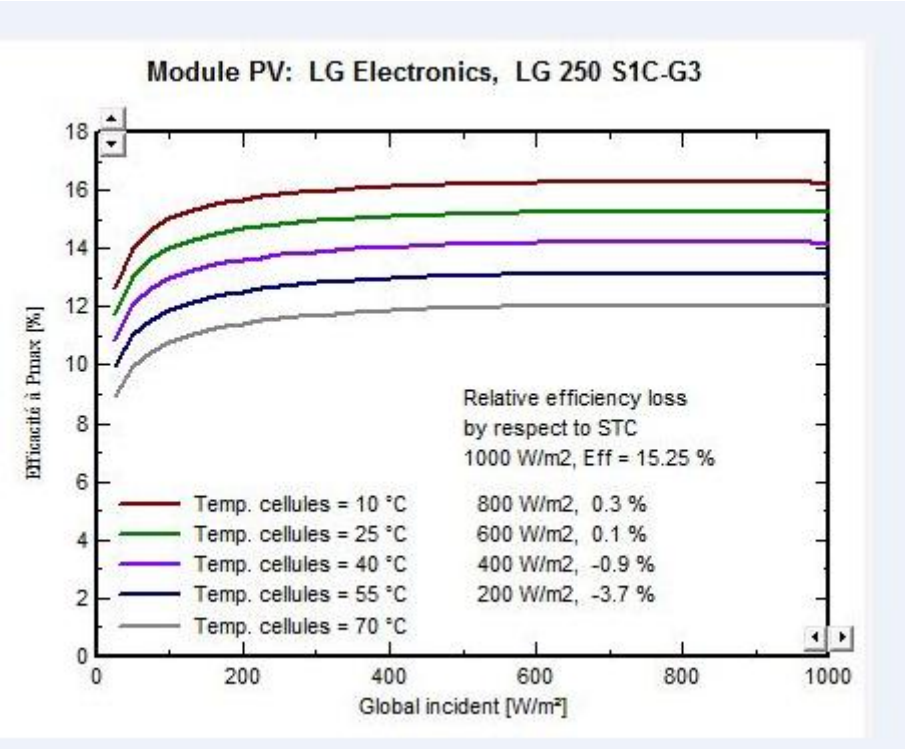


Figure IV.4: Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

III.2 Caractéristiques de l'onduleur (Annexe B) :

L'onduleur Power Gate Plus PVS-30-480 du fabricant Satcon présente les caractéristiques suivantes :

- Tension MPP minimale : 305 V;
- Tension MPP maximale : 600 V ;
- Puissance AC nominale : 30 KW ;
- Type : triphasé ;
- Fréquence : 60 HZ ;
- Rendement : 96%.

III.3 Répartition avec 1 champ PV (annexe C):

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance limitée de 1000 KWc (1 MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.30		03/12/14	Page 1/3

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet :	**Projet PV couplé au réseau at Algiers**				
Site géographique	**Algiers**		Pays	**Algeria**	
Situation	Latitude	36.7°N	Longitude	3.2°E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m	
	Albédo	0.20			
Données météo:	**Algiers**	Synthétique - Meteonorm 6.1			

Variante de simulation :	**Nouvelle variante de simulation**			
	Date de la simulation	03/12/14 à 14h02		
Paramètres de simulation				
Orientation plan capteurs	Inclinaison	30°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Caractéristiques du champ de capteurs				

Module PV	Si-mono	Modèle	**LG 250 S1C-G3**		
		Fabricant	LG Electronics		
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	286 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	4004	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**1001 kWc**	Aux cond. de fonct.	886 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	369 V	I mpp	2400 A
Surface totale		Surface modules	**6567 m²**	Surface cellule	5742 m²
Onduleur		Modèle	**PowerGate Plus PVS-30-480**		
		Fabricant	Satcon		
Caractéristiques		Tension de fonctionnement	305-600 V	Puissance unitaire	30.0 kW AC
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	26 unités	Puissance totale	780.0 kW AC

Facteurs de perte du champ PV					
Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ	2.6 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module				Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)				

Tableau 3: paramètres de simulation d'une centrale PV (technologie silicium monocristallin).

Comme l'illustre le tableau 3, le champ PV sera constitué de 4004 de modules PV (technologie monocristallin) répartis sur une surface de 4004 m², comme suit :

- 14 Modules connectés en série;
- 286 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 26 unités avec une puissance globale de 780 KW AC.

III.4 Répartition avec plusieurs sous-champs PV (annexe D):

Les paramètres de dimensionnement des sous-champs PV pour une puissance limitée de 1000 KWc (1 MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.30		03/12/14	Page 1/3

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet :	**Projet PV couplé au réseau at Algiers**			
Site géographique	**Algiers**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.7°N	Longitude	3.2°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Algiers**	Synthétique - Meteonorm 6.1		

Variante de simulation :	**Nouvelle variante de simulation**			
	Date de la simulation	03/12/14 à 14h17		
Paramètres de simulation				
Orientation plan capteurs	Inclinaison	30°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Caractéristiques des champs de capteurs	**(5 type de champs définis)**			
Module PV	Si-mono	Modèle	**LG 250 S1C-G3**	
		Fabricant	LG Electronics	

Sous-champ "Sous-champ #1"	En série	13 modules	En parallèle	62 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	806	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**202 kWc**	Aux cond. de fonct.	178 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	343 V	I mpp	520 A
Sous-champ "Sous-champ #2"	En série	14 modules	En parallèle	57 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	798	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**200 kWc**	Aux cond. de fonct.	177 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	369 V	I mpp	478 A
Sous-champ "Sous-champ #3"	En série	14 modules	En parallèle	57 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	798	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**200 kWc**	Aux cond. de fonct.	177 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	369 V	I mpp	478 A

Sous-champ "Sous-champ #4"	En série	14 modules	En parallèle	57 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	798	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**200 kWc**	Aux cond. de fonct.	177 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	369 V	I mpp	478 A
Sous-champ "Sous-champ #5"	En série	14 modules	En parallèle	57 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	798	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**200 kWc**	Aux cond. de fonct.	177 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	369 V	I mpp	478 A
Total Puissance globale champs	Nominale (STC)	**1000 kWc**	Total	3998 modules
	Surface modules	**6557 m²**	Surface cellule	5733 m²
Onduleur	Modèle	**PowerGate Plus PVS-30-480**		
	Fabricant	Satcon		
	Tension de fonctionnement	305-600 V	Puissance unitaire	30.0 kW AC

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation (suite)

Sous-champ "Sous-champ #1"	Nbre d'onduleurs	6.0 unités	Puissance totale	180 kW AC
Sous-champ "Sous-champ #2"	Nbre d'onduleurs	6.0 unités	Puissance totale	180 kW AC
Sous-champ "Sous-champ #3"	Nbre d'onduleurs	6.0 unités	Puissance totale	180 kW AC
Sous-champ "Sous-champ #4"	Nbre d'onduleurs	6.0 unités	Puissance totale	180 kW AC
Sous-champ "Sous-champ #5"	Nbre d'onduleurs	6.0 unités	Puissance totale	180 kW AC
Total	Nbre d'onduleurs	30	Puissance totale	900 kW AC

Facteurs de perte du champ PV				
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Champ#1	11 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Champ#2	13 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Champ#3	13 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Champ#4	13 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Champ#5	13 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Global		Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

PVSyst EVALUATION

Tableau 4: Paramètres de simulation des sous-champs (technologie silicium monocristallin).

Comme l'illustre le tableau 4, chaque sous-champ PV sera constitué de 798 modules PV (technologie silicium monocristallin) répartis comme suit :

- 14 Modules connectés en série;
- 57 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 6 unités avec une puissance globale de 180 KW AC.

Sauf le premier sous-champ il est constitué de 806 modules PV (pour avoir la puissance globale 1000 KWc) répartis comme suit :

- 13 modules connectés en série ;
- 62 modules connectés en parallèle ;

Le nombre d'onduleurs est égal à 6 unités avec une puissance globale de 180 KWc AC.

Donc le nombre total d'onduleurs pour les cinq sous-champs est égal à 30 unités avec une puissance globale de 900 KW AC.

IV. Résultats de simulation :

PVSYST V6.30		03/12/14	Page 2/3

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **Projet PV couplé au réseau at Algiers**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4004	Pnom total	**1001 kWc**
Onduleur	Modèle	PowerGate Plus PVS-30-480		30.0 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	26.0	Pnom total	**780 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**1507 MWh/an**	Productible	1506 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	81.3 %		

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	64.7	11.10	92.9	90.3	84.0	79.8	13.76	13.08
Février	84.7	10.80	115.6	112.5	103.5	98.7	13.64	13.00
Mars	127.2	13.50	151.9	147.6	133.5	127.3	13.39	12.76
Avril	160.6	15.40	169.9	164.6	146.6	139.8	13.14	12.54
Mai	196.4	18.70	191.4	185.3	163.4	155.9	13.00	12.40
Juin	203.8	23.00	191.1	185.0	159.1	151.7	12.68	12.09
Juillet	226.9	25.30	218.2	211.8	178.1	169.9	12.43	11.86
Août	192.7	26.40	200.2	194.5	163.0	155.5	12.40	11.82
Septembre	152.6	23.50	177.1	172.3	146.9	140.3	12.64	12.06
Octobre	107.1	20.00	140.1	136.3	118.8	113.2	12.92	12.31
Novembre	71.3	14.70	100.8	97.9	89.9	85.6	13.59	12.94
Décembre	65.5	11.90	103.9	101.1	94.2	89.8	13.80	13.15
Annee	1653.5	17.90	1852.9	1799.2	1581.0	1507.4	12.99	12.39

Légendes:	GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
	T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
	GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute
	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute

Tableau 5: principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau

D'après les résultats (tableau 5), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E_{Array} illustrée sur la figure IV.3) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : $\boldsymbol{Y_f}$) est représentée sur la figure IV.5. Les pertes $\boldsymbol{L_c}$ et $\boldsymbol{L_s}$ sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

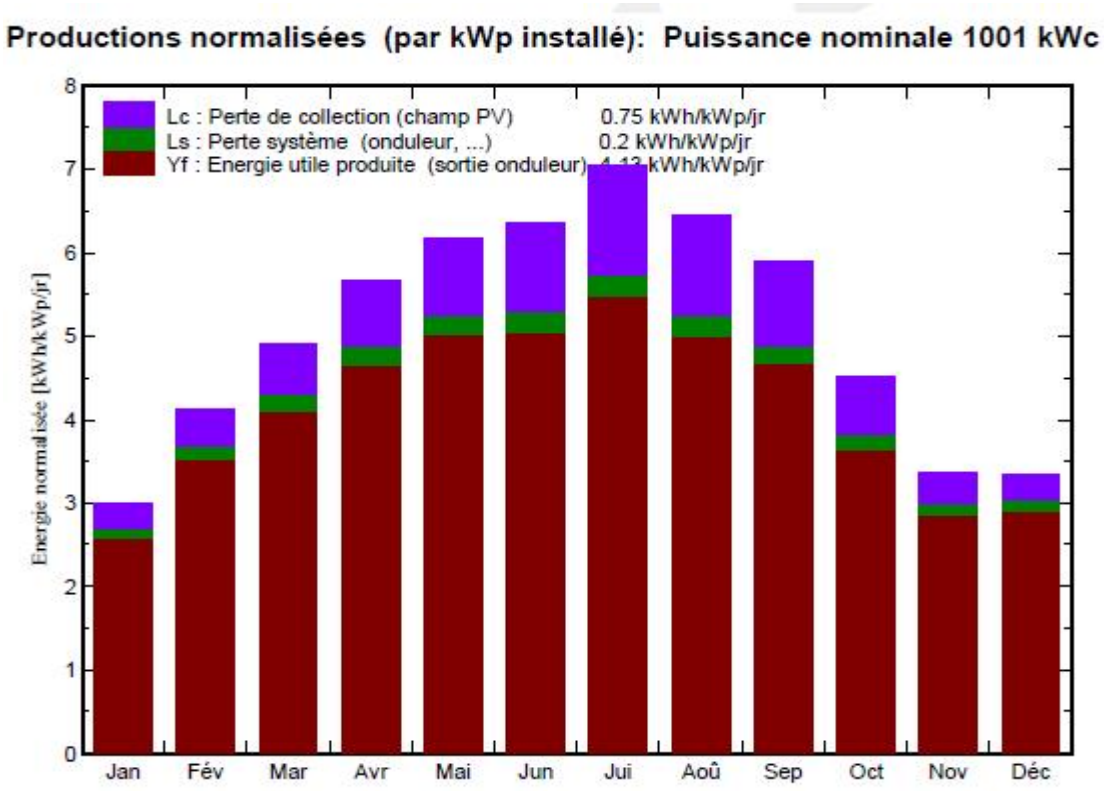


Figure IV.5: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sotie de l'onduleur).

La figure IV.6 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système ($\boldsymbol{Y_f}$) par l'énergie incidente de référence ($\boldsymbol{Y_r}$) tel que **:** $\boldsymbol{PR= Y_f/Y_r}$. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 80 % dans les meilleures installations PV. L'énergie produite peut être donnée par la relation : $\boldsymbol{énergie\ produite = P_{nom}.E_{inc}.PR}$, où : $\boldsymbol{P_{nom}}$ est la puissance nominale de l'installation.

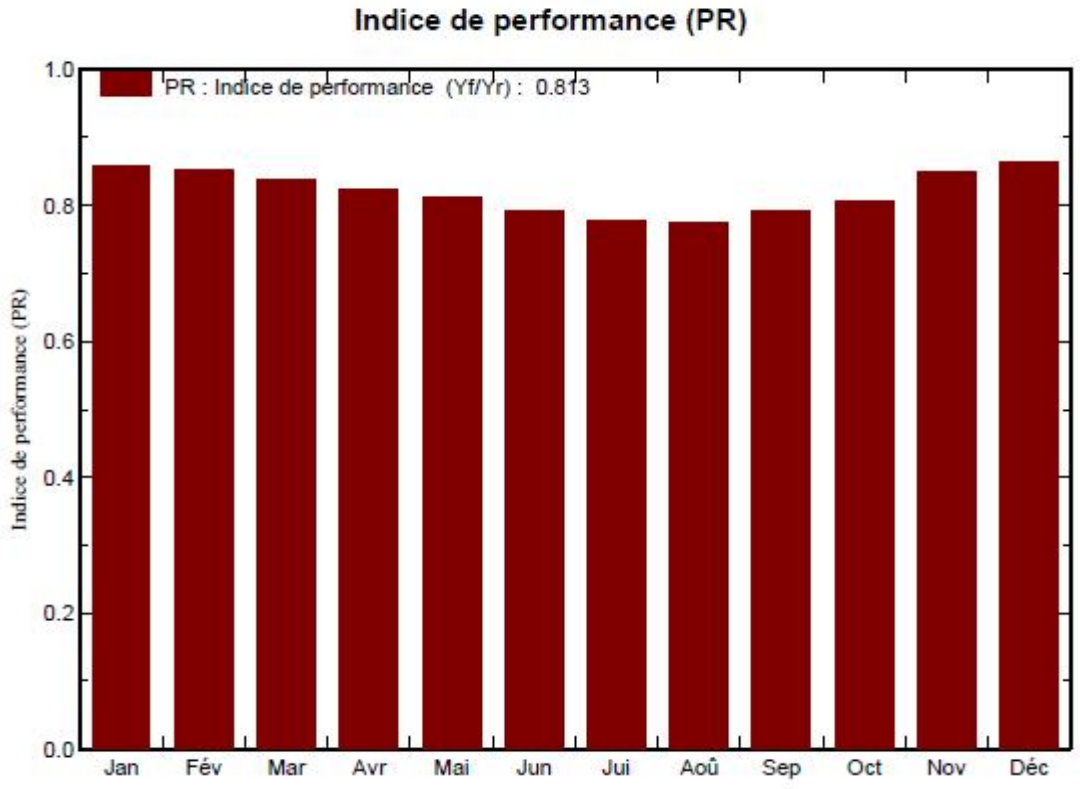
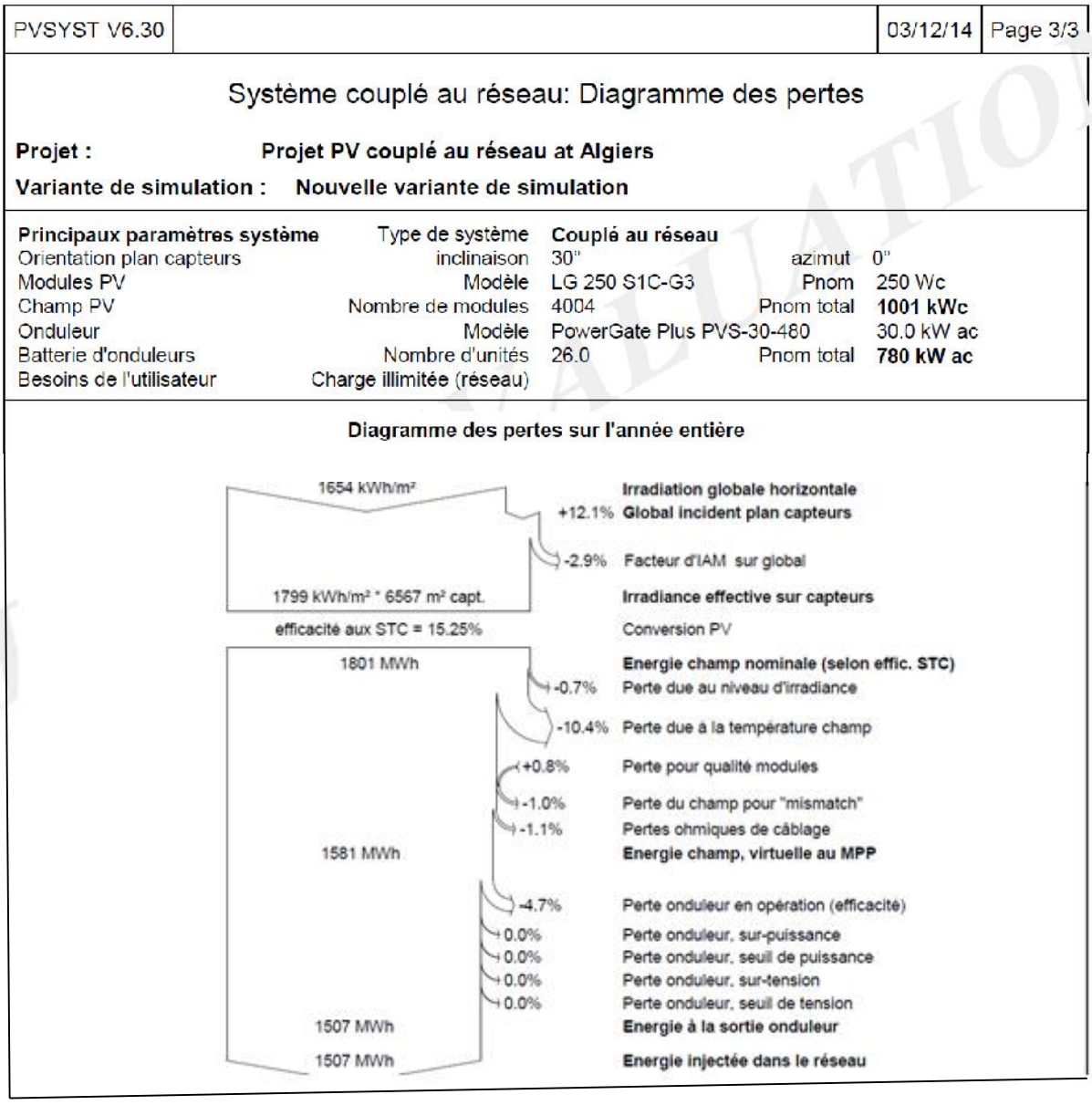


Figure IV.6: indice de performance de la centrale PV**.**

Le tableau 6 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (E_{Array} : tableau 5) estimée à 1581 MWh est réduire à 1507 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.



PVSYST V6.30 | 03/12/14 | Page 3/3

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **Projet PV couplé au réseau at Algiers**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4004	Pnom total	**1001 kWc**
Onduleur	Modèle	PowerGate Plus PVS-30-480		30.0 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	26.0	Pnom total	**780 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière

Tableau 6: Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures IV.7, IV.8, IV.9 et IV.10.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 5.077 KWh/jour (figure IV.7) pour un fonctionnement en mode normal.

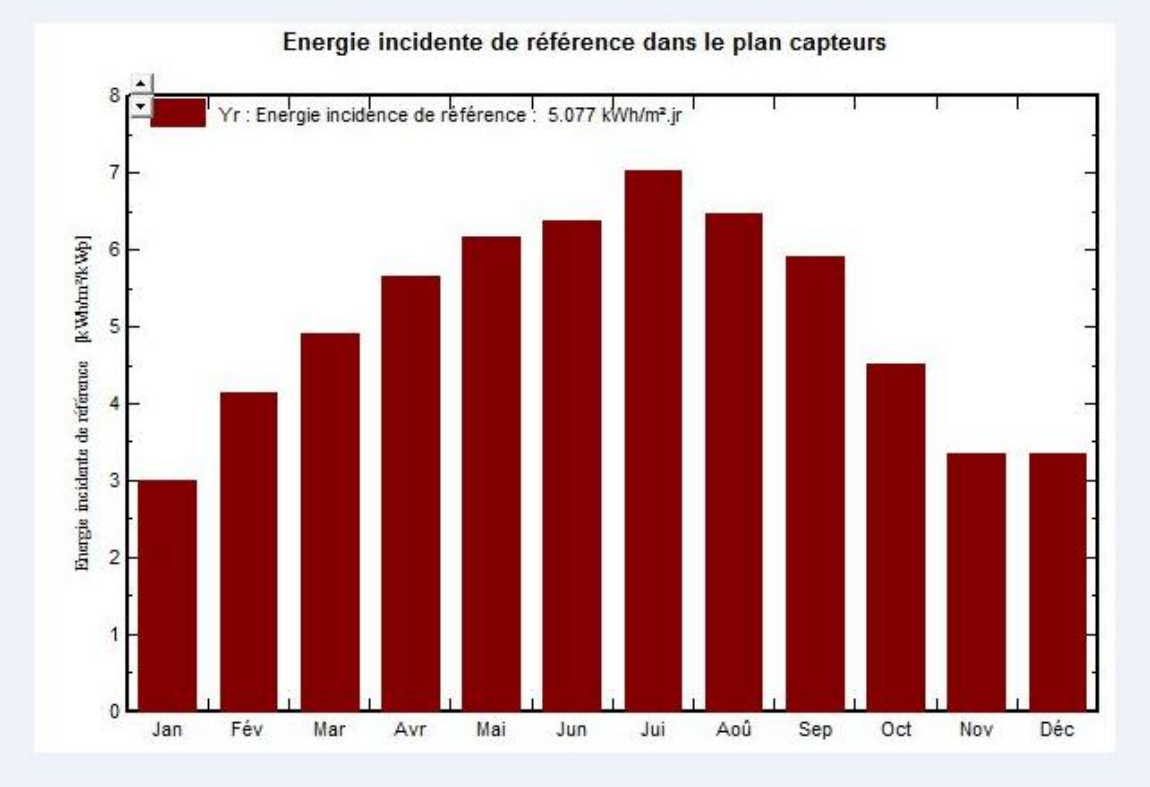


Figure IV.7: Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure IV.8.

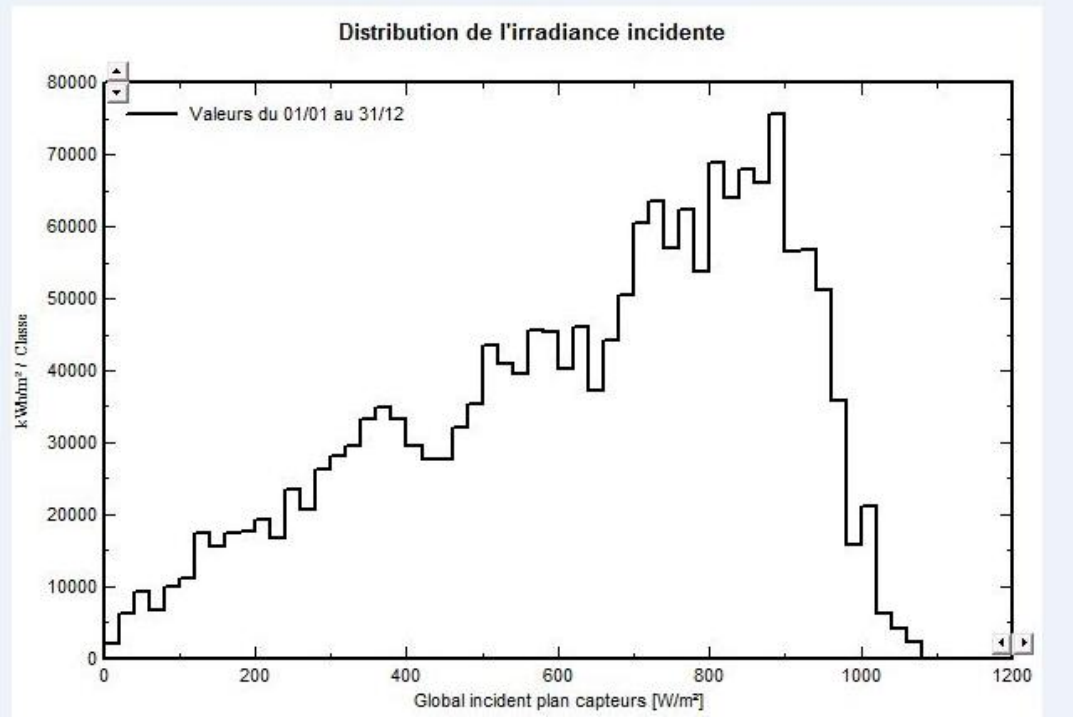


Figure IV.8: distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures IV.8 et IV.9, nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

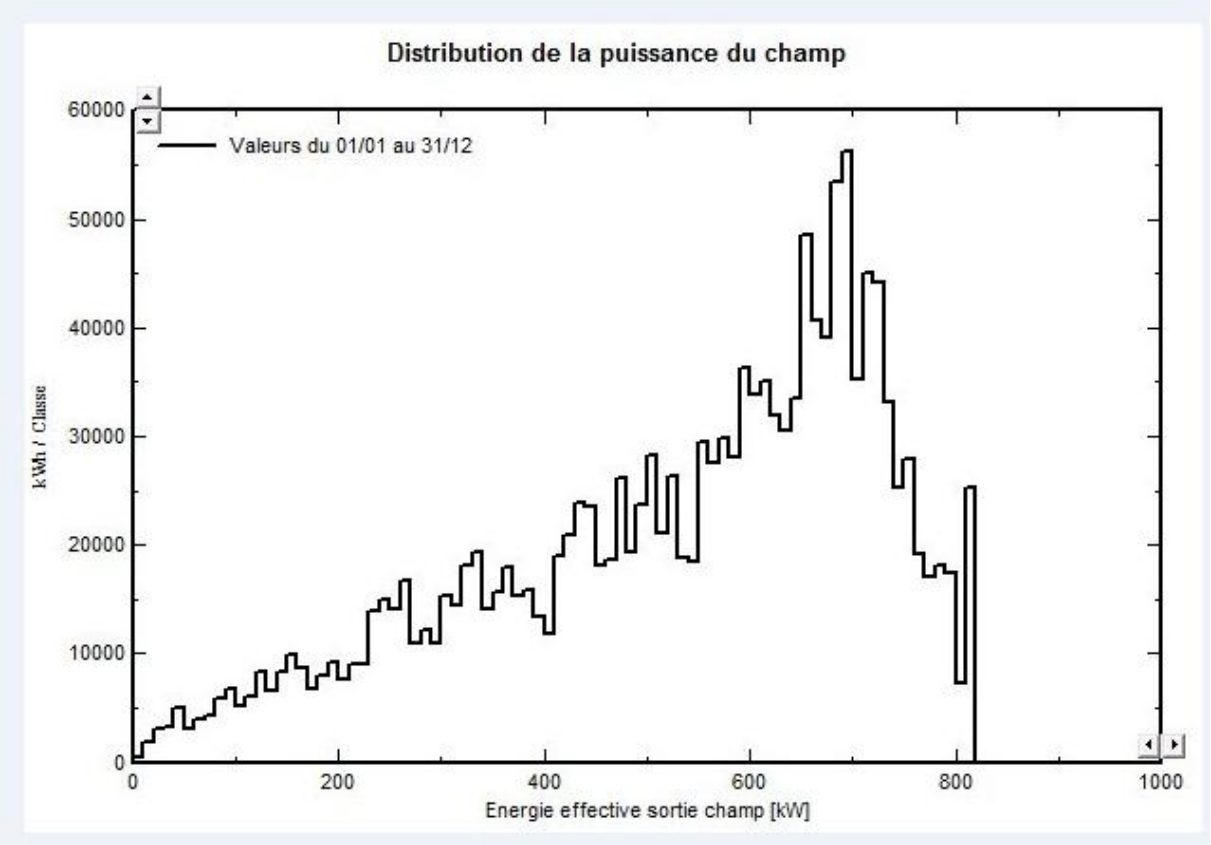


Figure IV.9: Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure IV.10). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

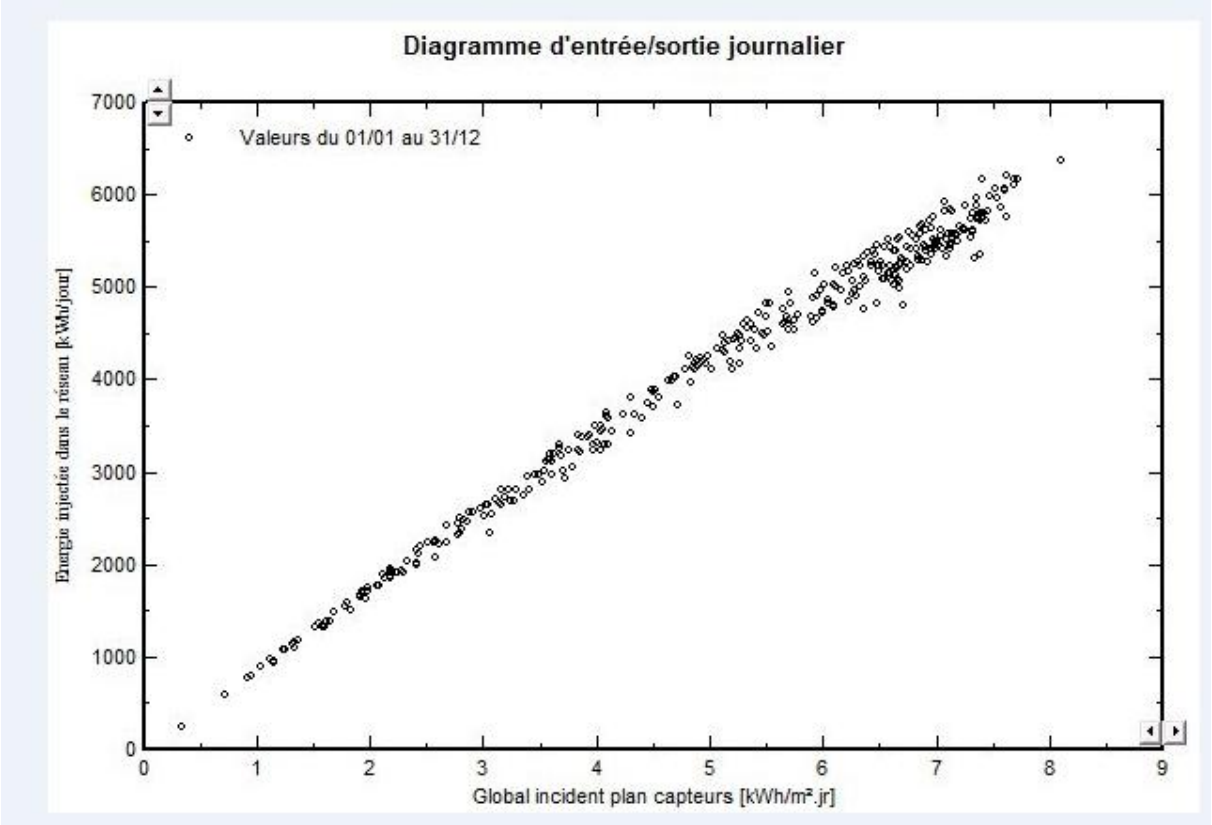


Figure IV.10: Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

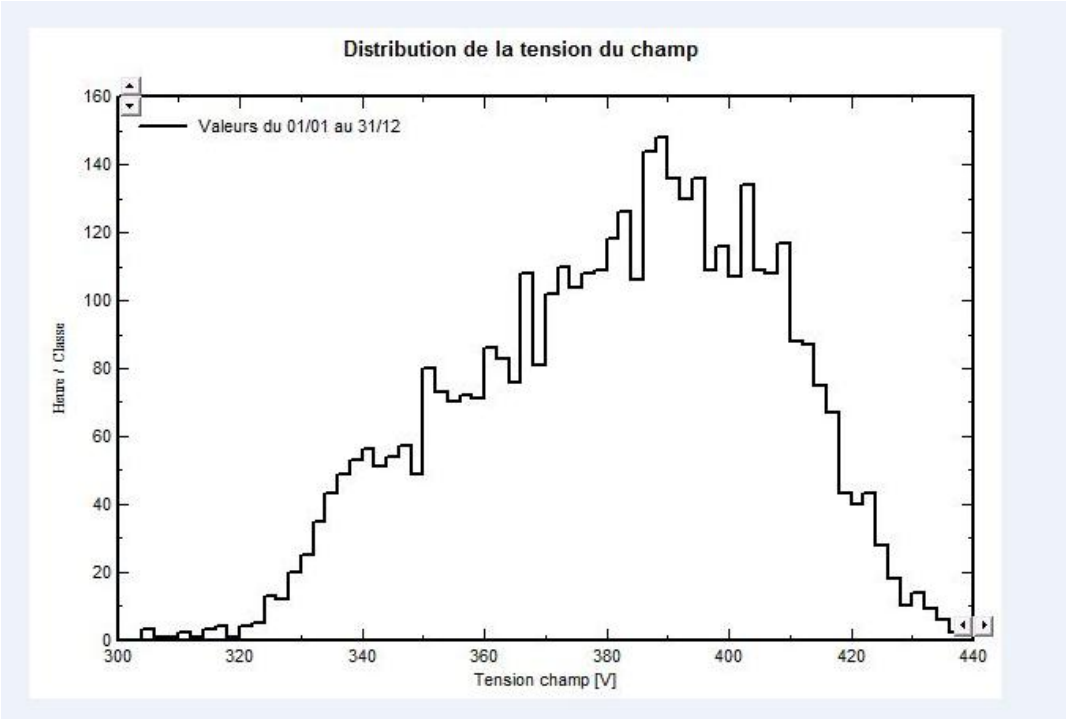


Figure IV.11: Distribution de la tension du champ PV.

V. Conclusion :

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que la centrale PV monocristallin permet une production maximale d’énergie.

Les pertes dues à la qualité de l’onduleur ont une influence importante sur l’énergie produite par la centrale PV, d’où la nécessité d’opter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l’élément clé et le plus délicat d’une installation PV.

Conclusion générale

Ce travail est une contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.

Un système raccordé au réseau, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Dans un premier temps, nous avons revu les différentes technologies des cellules solaires commercialisées sur le marché, et présenté leurs caractéristiques.

Dans un deuxième temps, nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système.

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de notre centrale de puissance 1 MW, avec le logiciel PVSYST, en choisissant la technologie des modules au silicium monocristallin.

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, mais elle reste chère du point de vue économique.

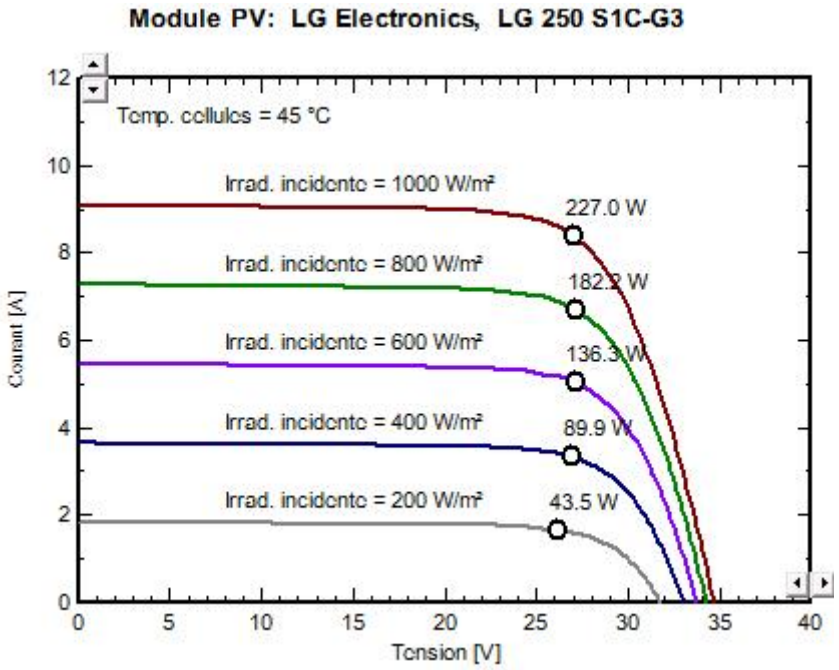
La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ 2,25 € par Wc [43], baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses. L'objectif des professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de 1 € par Wc [44]. Quelle que soit la baisse des coûts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public.

Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Cette estimation précise ne peut se faire qu'en prenant en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences dramatiques sur la puissance électrique délivrée. Nous avons étudié les différentes pertes du système PV et constaté que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de faire un bon choix de la technologie permettant la meilleure efficacité possible de ce composant.

Annexe A

Caractéristiques I(V) et P(V) du module à base de silicium monocristallin.

a)



b)

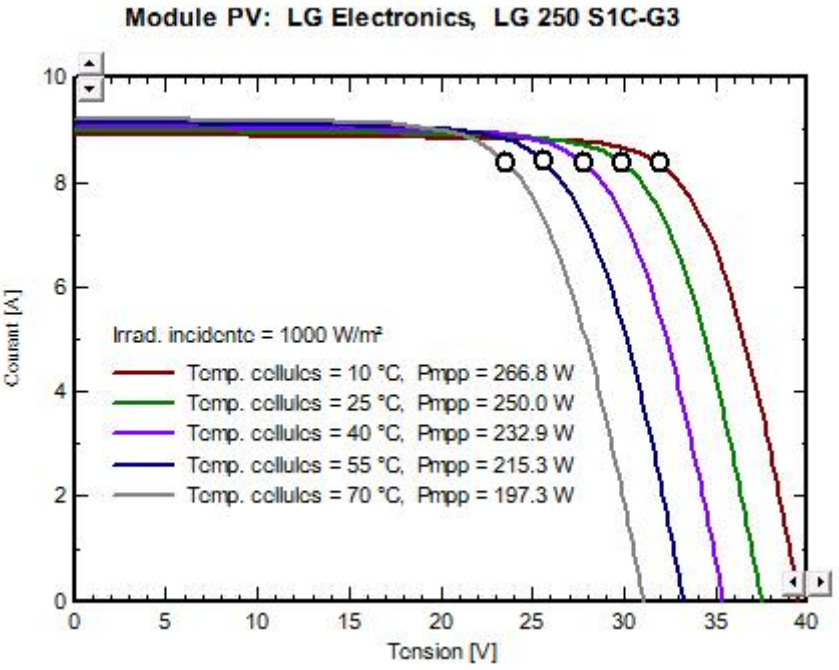

Module PV: LG Electronics, LG 250 S1C-G3
Irrad. incidente = 1000 W/m²
Temp. cellules = 10 °C, Pmpp = 266.8 W
Temp. cellules = 25 °C, Pmpp = 250.0 W
Temp. cellules = 40 °C, Pmpp = 232.9 W
Temp. cellules = 55 °C, Pmpp = 215.3 W
Temp. cellules = 70 °C, Pmpp = 197.3 W
Courant [A]
Tension [V]

Figure A.1: Influence de la température sur la caractéristique I (V).

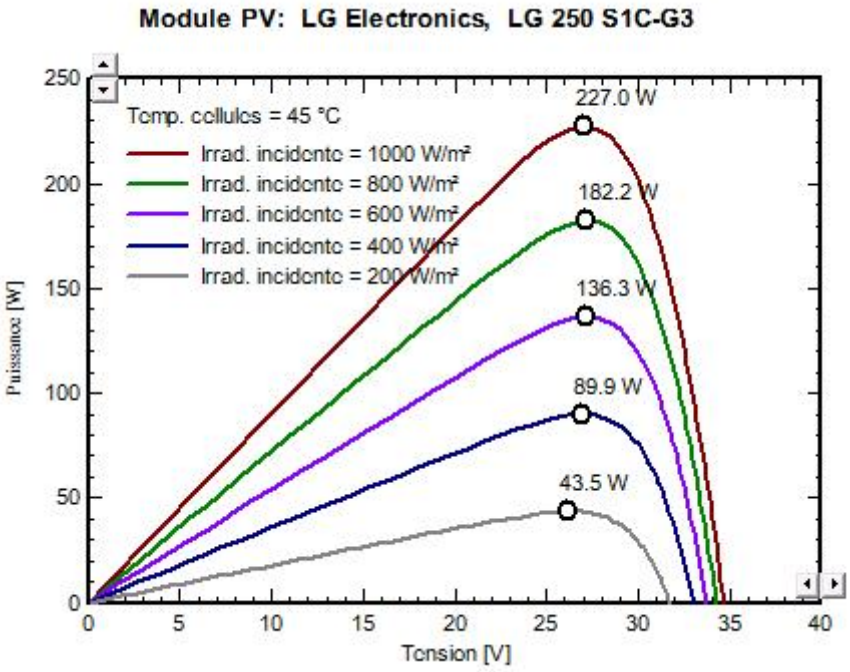


Figure A.2. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

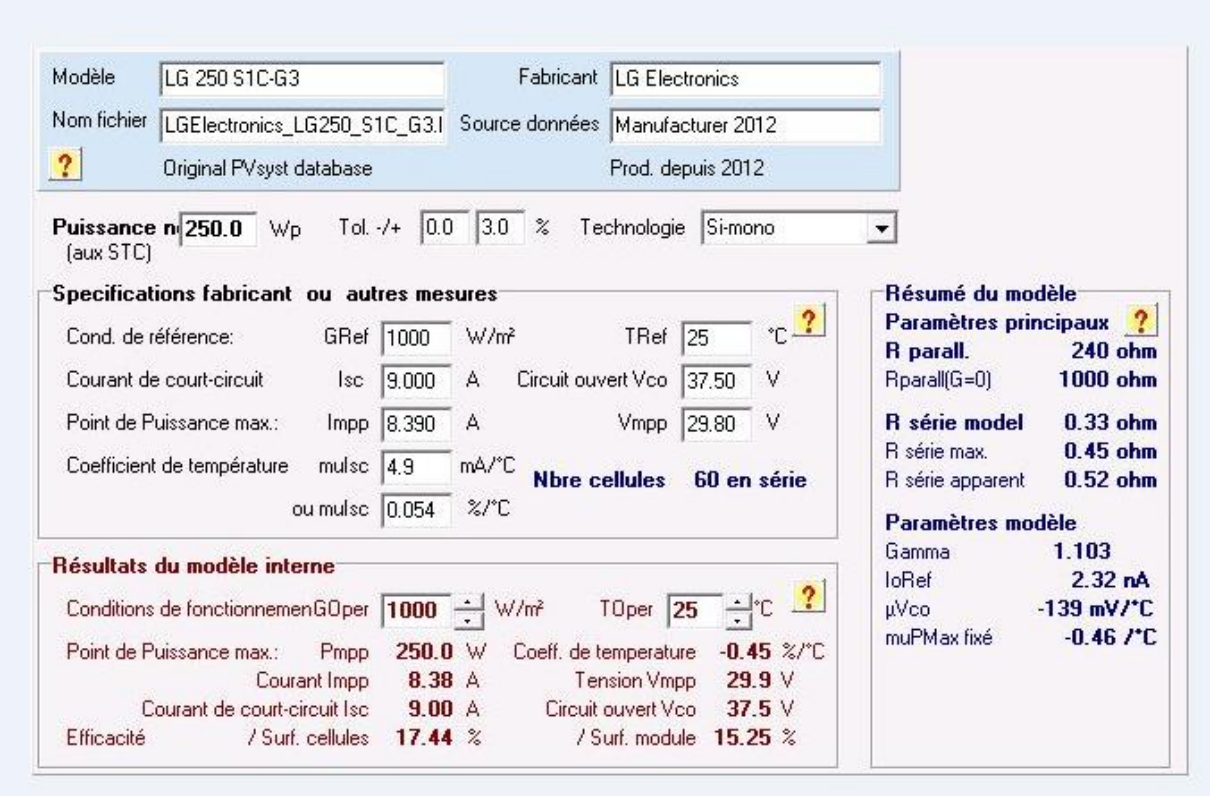


Figure A.3 : caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système.

Annexe B

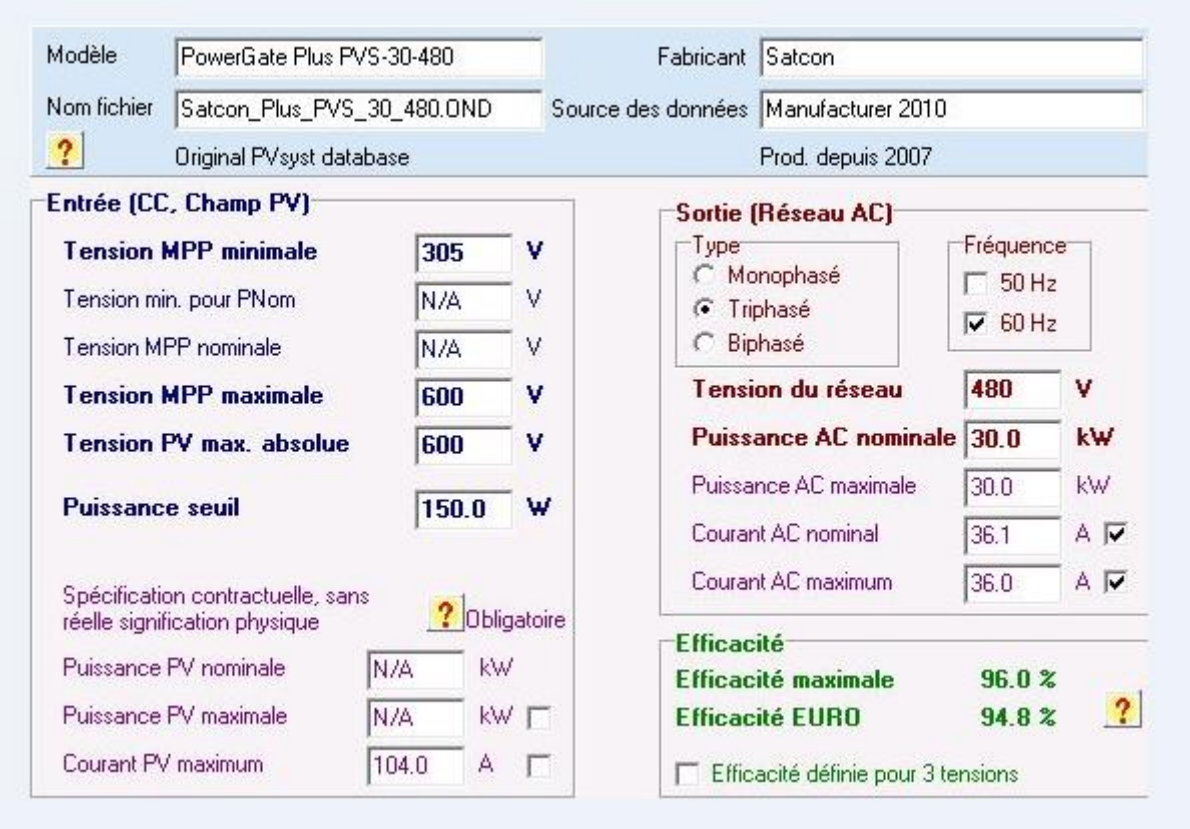


Figure B.1: caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système.

Annexe C

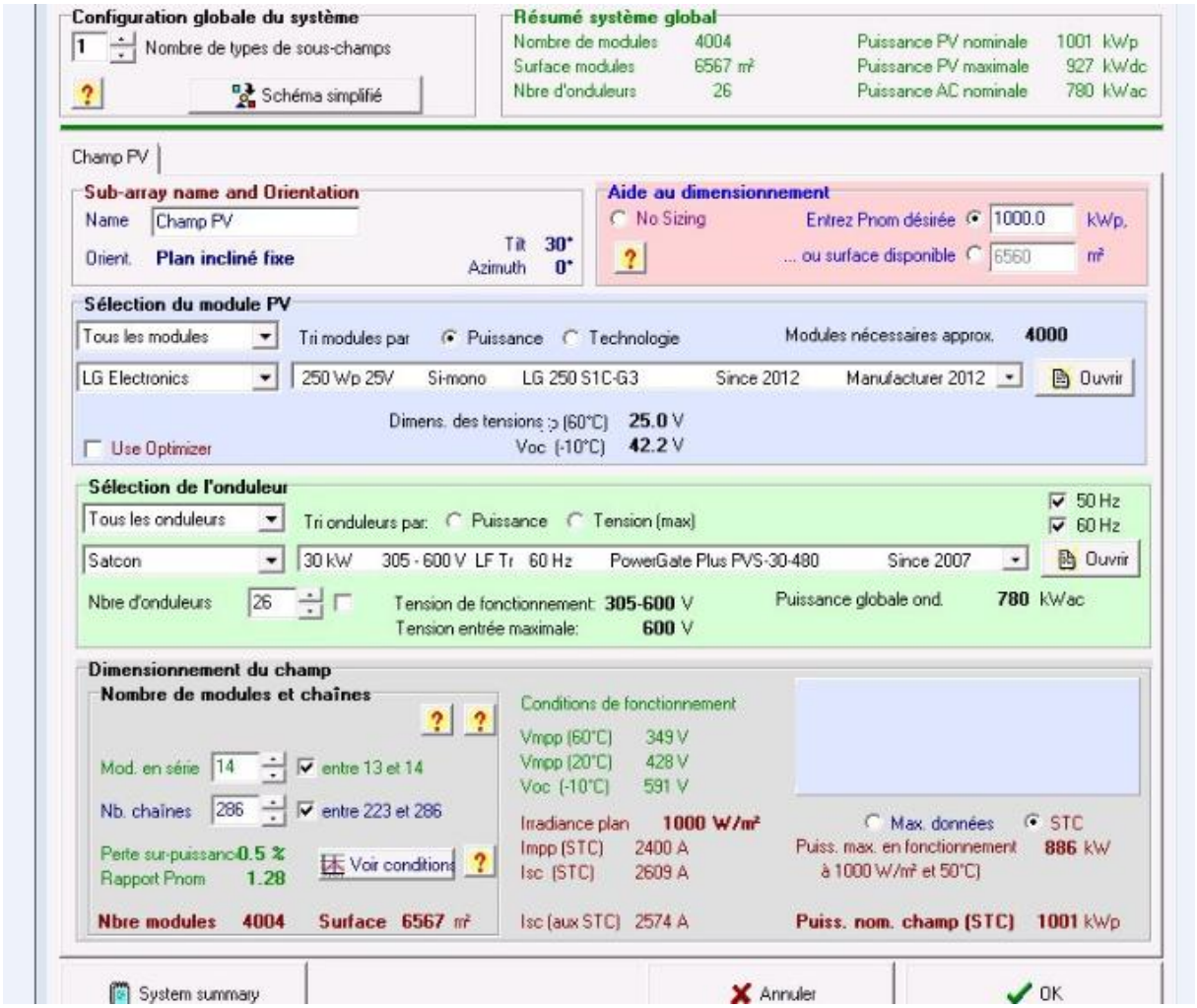

Configuration globale du système
1
Nombre de types de sous-champs
Schéma simplifié
Résumé système global
Nombre de modules 4004
Surface modules 6567 m²
Nbre d'onduleurs 26
Puissance PV nominale 1001 kWp
Puissance PV maximale 927 kWdc
Puissance AC nominale 780 kWac
Champ PV
Sub-array name and Orientation
Name Champ PV
Orient. Plan incliné fixe
Tilt 30°
Azimuth 0°
Aide au dimensionnement
No Sizing
Entrez Pnom désirée 1000.0 kWp
... ou surface disponible 6560 m²
Sélection du module PV
Tous les modules
Tri modules par Puissance Technologie
Modules nécessaires approx. 4000
LG Electronics
250 Wp 25V Si-mono LG 250 S1C-G3 Since 2012 Manufacturer 2012
Ouvrir
Dimens. des tensions p (60°C) 25.0 V
Use Optimizer
Voc (-10°C) 42.2 V
Sélection de l'onduleur
Tous les onduleurs
Tri onduleurs par: Puissance Tension (max)
50 Hz
60 Hz
Satcon
30 kW 305 - 600 V LF Tr 60 Hz PowerGate Plus PVS-30-480 Since 2007
Ouvrir
Nbre d'onduleurs 26
Tension de fonctionnement: 305-600 V
Tension entrée maximale: 600 V
Puissance globale ond. 780 kWac
Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaînes
Mod. en série 14 entre 13 et 14
Nb. chaînes 286 entre 223 et 286
Perte sur-puissanc 0.5 %
Rapport Pnom 1.28
Voir conditions
Nbre modules 4004 Surface 6567 m²
Conditions de fonctionnement
Vmpp (60°C) 349 V
Vmpp (20°C) 428 V
Voc (-10°C) 591 V
Irradiance plan 1000 W/m²
Impp (STC) 2400 A
Isc (STC) 2609 A
Isc (aux STC) 2574 A
Max. données STC
Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C) 886 kW
Puiss. nom. champ (STC) 1001 kWp
System summary
Annuler
OK

Figure C.1 : configuration d'un système qui a un seule champ.

Annexe D

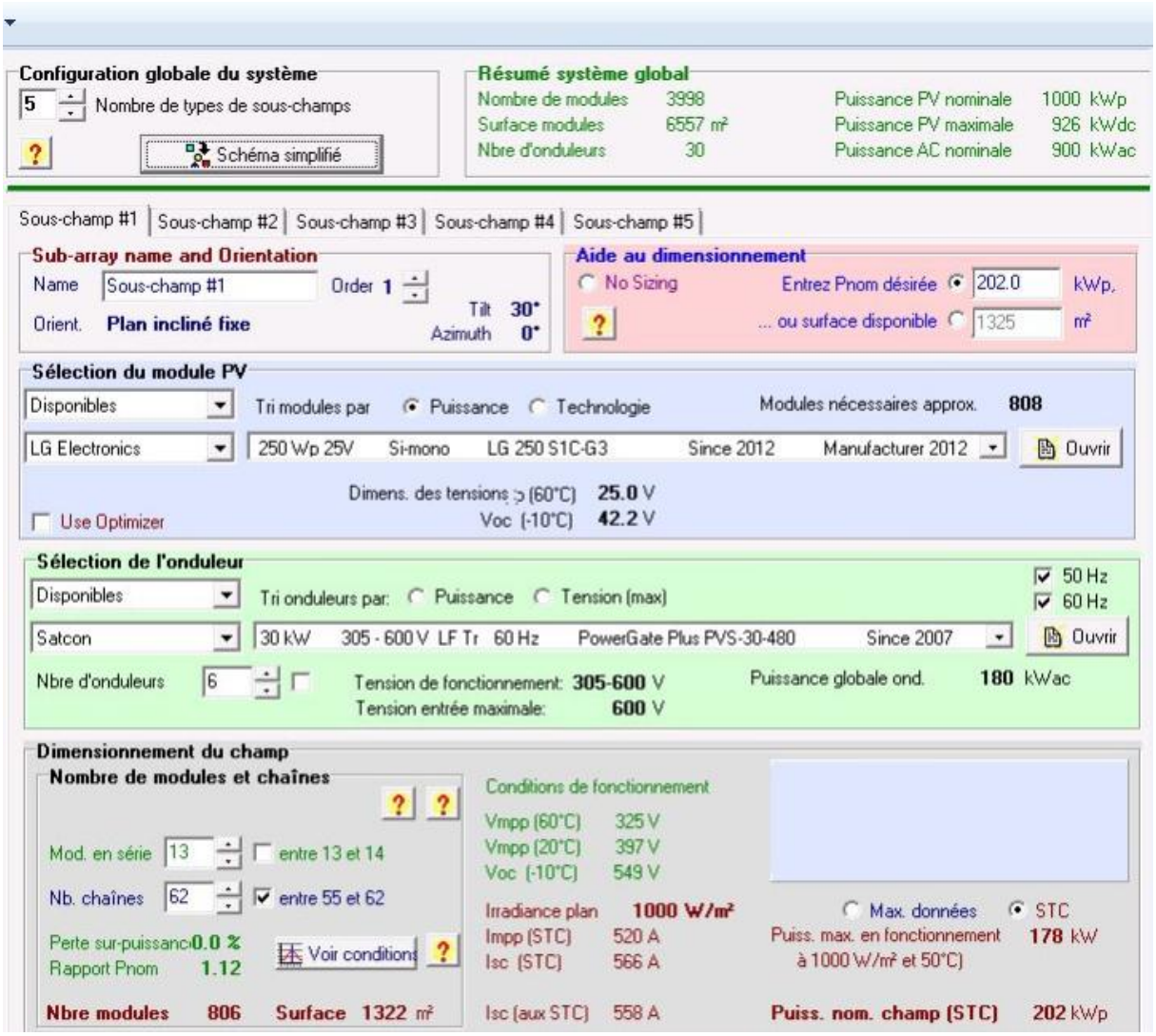


Figure D.1 : configuration avec 5 sous-champs sur PVSYST.

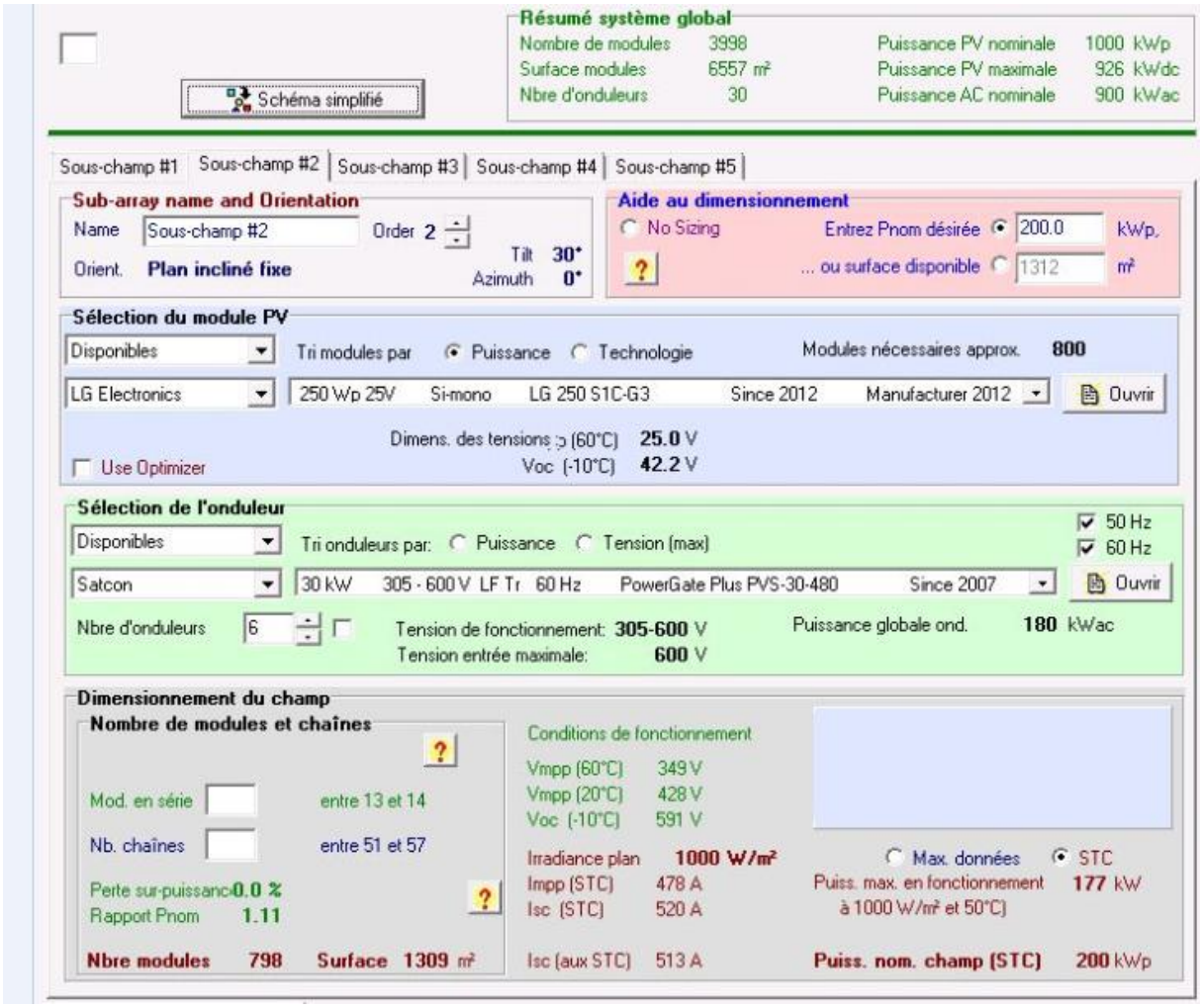


Figure D.2 : configuration d'un sous-champ sur PVSYST.

Figure I.1 : structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque. Les dimensions respectives de différentes zones ne sont pas respectées……2

Figure I.2 : Schéma électrique du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque…….3

Figure I.3 : Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque……5

Figure I.4 : différents régimes selon la puissance d'éclairement……...6

Figure I.5 : Structure d'une cellule photovoltaïque……...8

Figure I.6 : Évolution de la production mondiale des différentes technologies

de cellules PV……9

Figure I.7 : Photos de cellules monocristallin(a) et multicristallin (b)……10

Figure I.8 : Deux exemples de modules utilisant Sia (silicium amorphe)……...11

Figure I.9 : Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe. La couche d'absorbant dopé p (en mauve) repose sous un autre semi-conducteur dopé n (CdS). Ces deux couches forment une hétérojonction…….12

Figure I.10 : Les différentes zones de la caractéristique I(V)……..13

Figure I.11 : ruban métallique d'une cellule…….14

Figure I.12: Encapsulation des cellules……...15

Figure I.13 : caractéristiques résultantes d'un groupement de (Ns) cellules en séries……16

Figure I.14 : caractéristiques d'un groupement de (Np) cellules en parallèle……..17

Figure I.15 :(a) architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) défaillance d'une des cellules du module PV et activation de diode de circulation Ipv……..18

Figure I.16 : caractéristique (Ipv-Vp) d'un panneau photovoltaïque (BP585) et effet d'une des (36) cellules qui composent le module PV……...19

Figure II.1 : Schéma général d'une installation photovoltaïque……..21

Figure II.2 : Panneau solaire……21

Figure II.3 : Boite de dérivation……..22

Figure II.4 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie……...24

Figure II.5 : Construction d'une batterie monobloc…….26
Figure II.6 : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle…….29
Figure II.7 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série……...30
Figure II.8 : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur……...31
Figure II.9: un panneau solaire déconnecté…….32
Figure II.10 : trois panneaux solaires déconnectés……..33
Figure II.11: classification des onduleurs PV connectés au réseau…….36
Figure II.12 : Système photovoltaïque avec stockage…….37
Figure II.13 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène……38
Figure II.14 : Système photovoltaïque raccordé au réseau…….39
Figure III.1 : spectre solaire hors atmosphère…….44
Figure III.2 : trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre, pour un jour donné…….45
Figure III.3 : définition de la position du soleil……...46
Figure III.4 : Composantes de rayonnements solaires au sol……..48
Figure III.5 : définition des angles pour un plan incliné : inclinaison β, azimut γ et l'angle d'incidence α…….49
Figure III.6 : définition de l'air masse…….52

Figure III.7 : tracé de l'horizon dans le diagramme hauteur/azimut du soleil……54

Figure III.8 : Échange d'énergie électrique…….55

Figure III.9 : coffret de raccordement**…….**58

Figure III.10 Pertes dues à la température pour différentes technologies**……...**60

Figure III.11. Désignation du projet dans PVSYST……62

Figure III.12 Configuration du système dans PVSYST…….63
Figure III.13 Conditions de dimensionnement champ/onduleur dans PVSYST……64
Figure III.14. Diagramme de pertes……65
Figure IV.1: trajectoire du soleil à Alger (Lat.36.7 N, long. 3.3° E, alt. 22m)……...70

Figure IV.2: positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe)…….71

Figure IV.3: schéma simplifié d'une centrale PV raccordée au réseau (PVSYST)……71

Figure IV.4: Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin……..72

Figure IV.5: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sotie de l'onduleur)……77

Figure IV.6: indice de performance de la centrale PV**……**78

Figure IV.7: Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux……80

Figure IV.8: distribution annuelle de l'irradiance incidente……80

Figure IV.9: Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV……81

Figure IV.10: Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV……82

Figure IV.11: Distribution de la tension du champ PV……...82

Figure A.1 : caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système.

Figure A.2 : l'énergie incidente pendant l'année.

Figure A.3 : distribution de la puissance de la sortie du système.

Figure B.1: caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système.

Figure C.1 : configuration d'un système qui a un seule champ.

Figure C.2 : Représentation de la surface de la centrale PV.

Figure D.1 : configuration avec 5 sous-champs sur PVSYST.

Figure D.2 : configuration d'un sous-champ sur PVSYST.

Tableau 1: données géographiques du site d'Alger……68

Tableau 2. Données météorologiques du site d'Alger……69

Tableau 3: paramètres de simulation d'une centrale PV (technologie silicium monocristallin)……..73

Tableau 4: Paramètres de simulation des sous-champs (technologie silicium monocristallin)……...75

Tableau 5: principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau……..76

Tableau 6: Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière…….79

Sommaire

Chapitre I : Étude de la cellule solaire à conversion photovoltaïque

I. Introduction……1
II. Le principe de l'effet photovoltaïque……1
III. La cellule photovoltaïque…….....1
III.1.Définition d'une cellule solaire…….....1
III.2. Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire…….1
III.3.Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque…….2
III.4.Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque…….4
IV. Structure des cellules solaires…….7
V. Les filières technologiques d'une cellule photovoltaïque……..8
V.1. Le silicium…….9
V.1.1. Silicium monocristallin……..9
V.1.2. Le silicium multicritallin……..10
V.1.3.Le silicium amorphe…….10
V.2.Les couches minces……...10
V.3. Les cellules au Tellurure de Cadmium (CdTe)……12
VI. Le module photovoltaïque……..13
VI.1. Définition……13
VI.2. Caractéristiques d'un module photovoltaïque……13
VI.3. La constitution d'un module photovoltaïque…….14
VI.4. Regroupement des cellules…….15
VI.4.1. Regroupement des cellules en série…….15
VI.4.2. Regroupement de cellules en parallèle……16
VI.4.3. Regroupement des cellules (série et parallèle)……17
VII. Conclusion……...19

Chapitre II : État de l'art sur les centrales photovoltaïques.

I. Introduction…….20

II. Les centrales solaires……...20

III. Les composants d'une centrale photovoltaïque……...20

1. Les panneaux solaires (capteurs)…….21
2. Système de stockage……23
3. Système de régulation……..28
4. La diode anti-retour……..32
5. Système de conversion…….33
6. La Charge…….36

IV. Les différent types de systèmes photovoltaïques……37

IV.1.Système autonome……37

IV.2.Système hybride……38

IV.3.Centrales raccordés au réseau……...39

IV.4.Comparaison des systèmes photovoltaïques…….39

V. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque…….41

VI. Avantages et inconvénients d'une installation PV……42

VII. Conclusion……42

Chapitre III : Dimensionnement d'une centrale PV raccordée au réseau.

I. Introduction……..43

II. Le rayonnement solaire……...43

II.1.Spectre du rayonnement……43

II.2.la trajectoire du soleil……44

II.3.Les composants de rayonnement solaire……...46

1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal……46
2. Rayonnement solaire sur un plan incliné…….....49

II.4.La masse d'air AM « Air Mass » ……..51

II.5.Unités utilisées……..52

A. L'éclairement (ou irradiance)……...52
B. L'irradiation (ou rayonnement)……52
II.6.Instruments de mesure……...52
II.7.Ombrage……53
III. Centrales photovoltaïques raccordées au réseau……..54
III.1.Principe de raccordement…….54
III.2.Éléments d'une installation……..56
A. Module…….56
B. Câblages de champ……..56
C. Câblage de liaison……58
D. Contacteur côté courant continu (DC)…….58
E. Onduleur……..59
F. Contacteur côté courant alternatif (AC)……..59
G. Injection-comptage……..59
III.3.Les pertes dans le système PV……...59
A. Pertes dues à l'ombre…….59
B. Pertes dues à la température……..59
C. Pertes dues à l'onduleur…….60
D. Pertes ohmiques (câblage CC)……...61
E. Pertes dues au réseau d'alimentation public……..61
VI. Dimensionnement……61
IV.1.Présenter le logiciel de simulation PVSYST…….61
IV.2.Définition d'un champ photovoltaïque…….66
IV.3.Définition d'un système photovoltaïque……..66
IV.4 Cout de l'installation d'une centrale photovoltaïque……66
VI. Conclusion……...67
Chapitre IV : Simulation d'une centrale PV de puissance 1 MW…….68
I. Introduction……68
II. Site d'implantation…….68
II.1.Données géographiques……...68

II.2.Données météorologiques……68

III. Trajectoire du soleil…….69

IV. Simulation d'une centrale PV de puissance 1 MW avec le logiciel PVSYST……...60

IV.1.Orientation des modules PV……70

IV.2.Schéma de la centrale PV……71

IV.3.Paramètre de simulation……..71

A. Caractéristiques du module PV……71

B. Caractéristiques de l'onduleur……..72

IV.3.Répartition avec 1 champ PV …….72

IV.4.Répartition avec plusieurs sous-champs PV……74

V. Résultats de simulation ……76

VI. Conclusion……83

References

[1] T. Markvart, L. Castaner, *« photovoltaics fundamentals and applications »,* Preface Guide to usage of the handbooks by professionnal Groups, 2003.

[2] Y. Pankow, « Étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension », Thèse de doctorat de l'école nationale supérieure d'Arts et Métiers, Paris, décembre 2004.

[3] A.Oi, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Partial Fulfullementof the Requirements for the degrée of master of science in Electrical Enginneering, Faculty of California Plytechnic State University San Luis Obispo, september 2005.

[4] I. Vechiu, « modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome», Thèse de doctorat l'université du havre, Paris, décembre 2005.

[5] A. Mabrouk, *« Étude de conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique* », mémoire de magister en électricité solaire de l'école nationale polytechnique El Harrach, Alger 2008.

[6] S. Petibon, « Nouvelles architecteurs distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Janvier 2009.

[7] R.P. Mukund, *«Wind and solar Power Systems »*, CRC Press LLC, New York, 1999.

[8] D. Turcotte, M.Ross and F. Sheriff, « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools», PV Horizon, Canada, 2001.

[9] K. Helali, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative», Mémoire de Magister, UMMTO, 2012.

[10].www.enerzine.com.

[11] S.VIGHETTE, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, université de Grenoble, septembre 2010.

[12] A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef, « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin », Revue des Energies Renouvelables, 1998, pp.95-100.

[13] C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi, « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger », L'archive ouverte pluridisciplinaire HAL.2006.

[14] N. Achaibou, A.Malek , N Bacha, « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV », Revue des Energies Renouvelables, N. spécial (CHEMSS), pp 61-66, 2000.

[15] I. Tsuda, K. Kurokawa, K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35, pp 503 – 508, 1994.
[16] D. Thévenard and M. Ross, «Validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003.
[17] P.Derk «Electrochemical Energy Storage for Renewable Sourceand Grid Blancing», ouvrage ISBN:978-0-444-62616-5,2014.

[18] D.Turcotte, M.Ross and F.Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.

[19] Z. Bachi, S.El.fodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », mémoire d'ingenieur d'etat , USTHSB.1992.
[20] M.Dahbi, « Étude et optimisation d'une installation Hybride PV-Éolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique, Université François Rabelais Tours,2007.
[21] M. Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolienne pour une unité de production isolée », Thèse de doctorat université PARIS SUD 11, 2008.
[22] C. Hennous et K. Ait allala, «Dimensionnement et installation d'un système photovoltaïque (Application a la F.G.E.I)», Mémoire de fin d'études, UMMTO, 2009.

[23] http://www.arebor-energie.fr/.

[24] H. Belmili, M. Ayad, E. Berkouk et M. Haddadi, «Optimisation de dimensionnement des Installations photovoltaïques autonomes -Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil», Revue des énergies renouvelables, 2008.
[25] G. Tiwari et D. Swapnil, «Fundamentals of photovoltaic modules and their applications» Royal society of Chemistry, Inde, 2010.
[26] P. Menanteau, «L'électricité photovoltaïque », IEPE, Grenoble, 1997.

[27] M. Reggane, D. Djidja, « Étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûteur de GPL (NAFTAL) », mémoire de Master, UMMTO, 2012.

[28] I. Tsuda, K. Kurokawa et K. Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery», Solar Energy Materials and solar cells, volume 35, pp. 503-508, 1994.
[29] A. Labouret et M. Villoz, « Énergie solaire photovoltaïque, le manuel du professionnel», Dunod, 2003.
[30] D. Shulz, M.Jahn, « Grid integration of photovoltaics and fuel cells», Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks, Springer London, 2008.
[31] J. Graf, « Centrales photovoltaïques », guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, à l'usage des bureaux d'ingénieurs, 1996.

[32] F.BRIHMAT, « Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Éolien », mémoire de Magister en électrotechnique option entrainements électriques, UMMTO, 2012.

[33] B. Lakhal, «Étude des propriétés électriques d'une photopile à base d'une structure Schottky» mémoire de Magister en microélectronique, université de Batna, 2009.

[34] www.bruxellesenvironnement.be

[35] A. Labouret et M. Villoz, «Énergie solaire photovoltaïque», ouvrage, Dunod 3ème Edition, 2009.

[36] A. Ricaud, «Modules et systèmes photovoltaïques», Septembre 2008.

[37] F. Trahi, «Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA» Mémoire de Magister en électronique, UMMTO, Tizi ouzou, 2011.

[38] L.ABBASSEN, « Étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », mémoire de magister : option Machines électriques, UMMTO, 2011.

[39] M.Belhadj, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque Autonome », mémoire de magister de l'université de Bechar, 2008.

[40] www.dmseducation.com

[41] K. Kasmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, «Conception et modélisation d'un système photovoltaique adapté par une commande MPPT analogique», Revue des énergies Renouvelables, vol. 10, n° 14, pp. 451-462, 2007.

[42] www.solarbuzz.com.

[43] «Technology and Applications of the EUPV Technology Platform», ouvrage, ISBN: 978-92-79-05523-2. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2007

[44] http://energeia.voila.net

[45] A. Labouret et M. Villoz, «Énergie solaire photovoltaïque, » Paris: Dunod 3éme Edition, 2009.

[46] M. Nkouimi, «Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques», Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, École National Supérieur Polytechnique de Yaoundé, 2010.

[47] B. CHIKH-BLED, I. SARI-ALI, B. BENYOUCEF, "Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque", Revue internationale d'héliotechnique, N°41 (2010) 25-30.

[48] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, et al., "Load profile impact on the gross energy requirements of stand-alone photovoltaics systems", Renewable Energy, Elsevier, 35(2010) 602 – 613

[49] B.Tebboub, « Étude conceptuelle des systèmes photovoltaïques à double et triple jonction », mémoire de magister, UMMTO, 2013-2014.